

UNIVERSIDAD PÚBLICA DE NAVARRA

DEPARTAMENTO DE PROYECTOS E INGENIERÍA RURAL



Universidad Pública de Navarra
Nafarroako Unibertsitate Publikoa

TESIS DOCTORAL:

“La energía renovable eólica: factores fundamentales que condicionan su desarrollo e implantación relativos a la factibilidad técnica, legislativa y económica”.

Autor:

Francisco José Gárriz Larrea

Dirigida por:

Dr. D. Paulino Martínez Landa (Director)

Dr. D. Pedro Villanueva Roldán (co-Director)

Pamplona a 18 de Septiembre de 2013

0.1. AGRADECIMIENTOS.

En la realización de esta tesis doctoral han influido muchos factores, pero me gustaría destacar el factor humano, imprescindible para poder llevar a cabo un reto intelectual como este.

En primer lugar agradecer a mi esposa Ana por todo su apoyo, cariño y comprensión durante todos estos años, por las incontables horas de mi ausencia que ha supuesto la realización de esta tesis. Sin su inestimable ayuda y ánimo no hubiera sido posible la finalización de la misma.

También quiero dedicar esta tesis a mis hijos Javier y Pablo, a los que les he restado mucho tiempo de compañía y juegos que ahora me propongo recuperar.

A mi director de tesis, Paulino, que desde el principio creyó y me apoyó en los difíciles comienzos de esta tesis, y que finalmente ha podido ver la luz, gracias sin duda a su ayuda y entusiasmo.

A mi co-directora de tesis, Amaia, a la que estaré eternamente agradecido por toda la ayuda y ánimos que me ha proporcionado, así como por el tiempo que me ha dedicado, por sus consejos, sus criterios investigadores y por su profesionalidad. Sin duda, responsable de que haya podido finalizar esta tesis.

A mi co-director de tesis, Pedro por todos sus consejos y por transmitirme sus experiencias tanto docentes, investigadoras y profesionales, así como por la ayuda en los diferentes enfoques sobre diversos temas que me ha proporcionado.

Gracias a todos por vuestra inestimable ayuda durante todos estos años.

0.2 RESUMEN.

La implantación de las energías renovables de tipo eólico en España, y en el mundo en general, aunque han sido y están siendo desarrolladas de manera importante, encuentran especialmente en los últimos años determinados factores tanto de índole técnica, como legislativos, administrativos y de rentabilidad económico-financiera que a su vez se transforman en barreras que les impiden poder ser desarrolladas e implantadas de manera continuada en el tiempo.

Adicionalmente a la situación financiera internacional actual, en lo que respecta a la energía eólica, ésta presenta una gran dependencia de las ayudas y subvenciones públicas gubernamentales en los diferentes países, como son el caso de las primas a la generación de electricidad de origen eólico. Ante la disminución o eliminación de estas subvenciones públicas, el sector eólico debe potenciar la mejora continua en todas las áreas, desde el diseño hasta la operación en el parque eólico de los aerogeneradores, como medio para poder obtener un incremento de la competitividad.

La presente tesis doctoral se presenta como una propuesta metodológica en relación a las claves de detalle de la energía eólica en sus versiones terrestre con aerogeneradores Onshore y marina con aerogeneradores Offshore, las cuales se constituyen en piedras angulares de la competitividad de la generación de energía eléctrica de origen eólico respecto a las fuentes de energía convencionales.

La propuesta metodológica de la tesis tiene como objetivo fundamental investigar, estudiar, evaluar, analizar, identificar y seleccionar los factores fundamentales que afectan al desarrollo e implantación continua y sostenida en el tiempo de las energías renovables de tipo eólico en España y en el mundo en general. Dicha propuesta metodológica se desarrolla mediante una metodología estructurada y basada en la bibliografía referenciada así como en los datos sectoriales, todo lo cual es evaluado a través de procesos de investigación y de revisión bibliográfica del estado de la cuestión, lo que permite por medio de la utilización de unos criterios de selección específicos focalizar en detalle las claves de influencia de la energía eólica.

Como conclusión final de la metodología, se aporta la definición de unos mapas o matrices de los *factores fundamentales* de la energía eólica Onshore y Offshore en las diferentes áreas técnica, legislativa y administrativa, y económica-financiera, los cuales se constituyen en los componentes que influyen de manera fundamental en el desarrollo e implantación continua y sostenida en el tiempo de la energía renovable eólica.

La aportación de la tesis es una propuesta de selección de los factores fundamentales de la energía eólica, los cuales se constituyen en la clave analítica de los modelos de aerogenerador de eje horizontal Onshore y Offshore, postulándose los mismos como punto de partida para poder contribuir a futuros trabajos de optimización y planes de desarrollo de cada factor fundamental, con objeto de poder obtener un incremento de la competitividad de la energía eólica frente a las fuentes de energía convencionales.

0.3. ABSTRACT.

The development and implementation of the wind renewable energies in Spain and worldwide in general, though they have been developed in the past and they are in a remarkable development nowadays, they face specially in the latest years some specific factors from the technical side, from the legislation and administrative side, as well as factors from the economic and financial side that are themselves transformed in barriers which are hindering the wind energy development and implementation in a continuous way in the medium and long term.

In addition to the current international financial scenario, the wind energy presents an outstanding dependency from public subsidies and from government public aids in most of the countries, as for instance the public subsidy of FIT (*Feed-in Tariffs*) for the electricity produced by means of wind turbines. Just in case of a reduction or elimination of those public subsidies to the wind energy, the wind sector must boost the continuous improvement activities in all areas from the design phase until the wind turbine generator operation at the wind farms as a way to achieve an outstanding increase in competitiveness.

This thesis is presented as a methodological proposal in regard to the wind energy detailed keys in the onshore and offshore wind turbine generators models, which constitute the competitiveness key issues of the electricity produced by means of wind turbines in regard to the conventional energy sources.

The thesis methodological proposal has as its prime target, to investigate, to study, to evaluate, to analyze, to identify and to select the fundamental factors which affect directly to the development and implementation of the wind energy in a continuous way in the medium and long term in Spain and worldwide in general. This methodological proposal is developed through structured procedures and based on referenced bibliography as well as based on the latest wind sector data, where all of it is analyzed and evaluated by means of investigation processes and by means of state of the art bibliographic reviews, which allows to focus in detail the wind energy key influentials through the utilization of specific selection criteria for the fundamental factors.

As a final conclusion in regard to the methodology, the thesis contributes with a matrix of wind energy onshore and offshore *fundamental factors* in the different areas within the thesis scope as the technical, legislation and administrative, and economic and financial areas. Those *fundamental factors* constitute themselves the key influential drivers of the wind energy development and implementation in a continuous way in the medium and long term.

The thesis contribution is a proposal of the wind energy *fundamental factors* selection, which constitute the analytical key of the onshore and offshore horizontal axis wind turbine models, becoming themselves the starting point to contribute to future investigation works in the scope of optimization and development plans of each fundamental factor, with the target to achieve a competitiveness increase of the wind energy in regard to the conventional energy sources.

0.4. INDICE GENERAL.

0.1-Agradecimientos.....	1
0.2-Resumen.....	2
0.3-Abstract.....	3
0.4-Índice general	4
0.5-Índice de Figuras.....	8

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.

1.1. Introducción.....	2
1.2. Planteamiento y justificación de la investigación.....	4
1.3. Objetivos.....	7
1.4. Método de trabajo e investigación.....	12
1.5. Estructura del documento.....	15

CAPITULO 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

2.1. Introducción a la energía eólica: perspectiva histórica.....	2
2.2. Conceptos generales de la energía eólica.....	15
2.2.1. Conceptos generales de la energía eólica.....	15
2.2.2. Caracterización del viento como recurso eólico: parámetros de influencia.....	19
2.2.3. Estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico: parámetros de influencia.....	24
2.2.4. Emplazamiento de parques eólicos: parámetros de influencia.....	29
2.3. Tipologías de aerogeneradores eólicos: estado del arte	32
2.3.1 Fundamentos teóricos del funcionamiento de los aerogeneradores eólicos.....	32
2.3.2. Tipos de aerogeneradores eólicos.....	34
2.3.2.1. Aerogeneradores de Eje Vertical.....	34
2.3.2.2. Aerogeneradores de Eje Horizontal.....	36
2.3.2.2.1. Aerogeneradores de eje horizontal según el posicionamiento del rotor con respecto al viento.....	38
2.3.2.2.2. Aerogeneradores de eje horizontal según el número de palas.....	39
2.3.2.2.3. Aerogeneradores de eje horizontal según el tipo de paso o control de potencia... ..	40
2.3.3. Aerogeneradores de eje horizontal de tipo Onshore.....	43
2.3.3.1. Aerogeneradores de eje horizontal Onshore: componentes principales.....	43
2.3.3.2. Aerogeneradores de eje horizontal Onshore: procesos de montaje y de fabricación de los componentes principales.....	86
2.3.4. Aerogeneradores de eje horizontal de tipo Offshore.....	93
2.3.4.1. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: componentes específicos.....	93
2.3.4.1.1. Plataformas de aerogeneradores Offshore.....	95
2.3.4.1.1.1. Plataformas de aerogeneradores Offshore fijadas al fondo marino.....	99
2.3.4.1.1.2. Plataformas flotantes de aerogeneradores Offshore.....	103
2.3.4.1.2. Otros componentes diferenciales de los aerogeneradores Offshore.....	116
2.3.4.2. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: procesos de montaje y de fabricación de los componentes principales.....	117
2.3.4.2.1. Barcos de transporte, sistemas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore....	117
2.3.4.2.2. Instalaciones portuarias.....	125
2.4. Características técnicas generales de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal.....	129
2.4.1. Introducción: bases de partida, alcance y estrategias de investigación de los factores.....	129
2.4.2. Características técnicas de los aerogeneradores Onshore.....	132
2.4.2.1. Fabricantes de aerogeneradores Onshore.....	132

2.4.2.2. Aerogeneradores Onshore: componentes principales.....	136
2.4.2.3. Características técnicas generales de los aerogeneradores Onshore.....	138
2.4.2.4. Características técnicas del diseño de un aerogenerador Onshore.....	142
2.4.2.4.1. Fases de diseño de un aerogenerador Onshore.....	142
2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore.....	145
2.4.3. Características técnicas de los aerogeneradores Offshore.....	184
2.4.3.1. Fabricantes de aerogeneradores Offshore.....	185
2.4.3.2. Características técnicas generales de los aerogeneradores Offshore.....	188
2.4.3.3. Características técnicas del diseño de un aerogenerador Offshore.....	188
2.4.3.3.1. Fases de diseño de un aerogenerador Offshore.....	189
2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore.....	194

2.5. Legislación y aspectos administrativos de la instalación de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal 239

2.5.1. Introducción: bases de partida, alcance y estrategias de investigación de los factores legislativos aplicables al sector de la energía renovable eólica.....	240
2.5.2. Legislación de los sistemas de energía renovable eólica.....	241
2.5.2.1. Tipología de legislación aplicable al sector de la energía renovable eólica.....	241
2.5.2.2. Legislación y protocolos internacionales.....	242
2.5.2.3. Legislación en Europa y otros países.....	242
2.5.2.4. Legislación en España.....	245
2.5.2.5. Legislación medioambiental.....	256
2.5.3. Desarrollo y tramitación de un parque eólico.....	260
2.5.3.1. Fases de la autorización administrativa.....	260
2.5.3.2. Requisitos para la inclusión en el régimen especial.....	262
2.5.3.3. Fases de desarrollo y construcción de un parque eólico.....	263
2.5.4. Síntesis de factores y aspectos legislativos, administrativos y medioambientales aplicables al sector de la energía renovable eólica.....	265
2.5.4.1. Factores y aspectos legislativos y administrativos.....	266
2.5.4.2. Factores y aspectos económicos.....	281
2.5.4.3. Factores y aspectos de las competencias legislativas.....	293
2.5.4.4. Factores y aspectos técnicos y constructivos.....	297
2.5.4.5. Factores y aspectos medioambientales.....	302
2.5.4.6. Factores y aspectos de ayudas de las administraciones públicas.....	309

2.6. Factores económicos y financieros relativos a los aerogeneradores eólicos de eje horizontal..... 314

2.6.1. Introducción: bases de partida, alcance y estrategias de investigación de los factores económicos y financieros aplicables al sector de la energía renovable eólica.....	314
2.6.2. Factores económicos y financieros aplicables a la energía renovable eólica: tipología y estado de la cuestión.....	314
2.6.2.1. Criterios financieros: inversiones, retorno de inversiones y rentabilidad.....	318
2.6.2.2. Coste de la energía de un aerogenerador (COE).....	325
2.6.2.3. Energía anual producida (AEP) de un aerogenerador.....	330
2.6.2.4. Factor de capacidad de un aerogenerador.....	332
2.6.2.5. Estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador.....	333
2.6.2.6. Inversiones de las instalaciones de energía eólica.....	339
2.6.2.7. Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica.....	346
2.6.2.8. Costes y precios de la energía eólica.....	352
2.6.3. Factores de la cadena de suministro global de la energía renovable eólica.....	361
2.6.3.1. Factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador.....	362
2.6.3.2. Operaciones de Fabricación y montaje de componentes y sub-componentes.....	373
2.6.3.3. Transporte hasta el emplazamiento del parque eólico.....	378
2.6.3.4. Instalación en el emplazamiento del parque eólico.....	380
2.6.4. Coste del ciclo de vida (LCC: <i>Life Cycle Cost</i>) de los aerogeneradores eólicos.....	386
2.6.5. Otros aspectos del entorno económico y financiero aplicables a la energía renovable eólica.....	389
2.6.6. Síntesis de factores y aspectos económicos y financieros aplicables al sector de la energía renovable eólica.....	389

CAPITULO 3. ANÁLISIS Y TENDENCIAS DEL MERCADO DE AEROGENERADORES EÓLICOS.

3.1. Aerogeneradores de eje horizontal Onshore: Situación de Mercado, Fabricantes y Productos.....	2
3.1.1.-Características específicas y diferenciales del sector de fabricación de aerogeneradores.....	2
3.1.2.-Situación del mercado eólico: Datos actuales y proyección de la estimación de capacidad de producción global de energía eólica.....	4
3.1.3.-Fabricantes de aerogeneradores de eje horizontal Onshore.....	11
3.1.4.-Producto y Tendencias: segmentación del tipo de aerogenerador.....	13
3.1.5.- Nuevos desarrollos de productos.....	17
3.1.5.1. Aerogeneradores de eje horizontal Onshore.....	17
3.1.5.2. Nuevas Tecnologías y aplicaciones.....	18
3.1.5.3. Mercado global: tendencias y demandas técnicas.....	21
3.2. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: Situación del Mercado, Fabricantes y Productos.....	22
3.2.1.-Características específicas y diferenciales del sector de fabricación de aerogeneradores Offshore...	22
3.2.2.-Situación del mercado eólico Offshore: Datos actuales y proyección de la estimación de capacidad de producción global de energía eólica Offshore.....	30
3.2.3.-Fabricantes de aerogeneradores de eje horizontal Offshore.....	36
3.2.4.-Producto y Tendencias: segmentación del tipo de aerogenerador Offshore.....	41
3.2.5. Nuevos desarrollos de productos:.....	50
3.2.5.1. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore.....	50
3.2.5.2. Nuevas tecnologías y aplicaciones.....	55
3.2.5.3. Mercado global: tendencias y demandas técnicas.....	59

CAPITULO 4. PROPUESTA METODOLOGICA DE IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LOS AEROGENERADORES EOLICOS DE EJE HORIZONTAL.

4.1. Propuesta metodológica de identificación y selección de factores.	2
4.2. Criterios de identificación de factores fundamentales.	3
4.3. Criterios de selección de factores fundamentales.	5
4.3.1. Criterios de selección de factores técnicos.	7
4.3.2. Criterios de selección de factores legislativos y administrativos.	10
4.3.3. Criterios de selección de factores económicos y financieros.	15
4.4. Selección de factores fundamentales de la energía eólica.	18
4.4.1. Factores técnicos seleccionados.	18
4.4.2. Factores legislativos y administrativos seleccionados.	63
4.4.3. Factores económicos y financieros seleccionados.	79
4.5. Síntesis y conclusiones.	115
4.6. Aplicaciones de la propuesta metodológica: caso de estudio.	117
4.6.1. Modelos de reducción de costes en componentes y operaciones de fabricación de Aerogeneradores Onshore y Offshore.	117
4.6.1.1. Objetivo del modelo de reducción de costes.	117
4.6.1.2. Metodología de reducción de costes: propuesta de procedimiento.	117
4.6.2. Desarrollo del caso de estudio: reducción de costes de una torre de aerogenerador Onshore.	140

CAPITULO 5. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y NUEVAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

5.1. Conclusiones generales.....	2
5.2. Aportaciones.....	5

5.3. Nuevas líneas de investigación.....	6
--	---

CAPITULO 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

6.1. Referencias bibliográficas.....	2
--------------------------------------	---

6.2. Anexos.....	27
------------------	----

6.2.1. Anexos del Capítulo 2.

6.2.2. Anexos del Capítulo 3.

6.2.3. Anexos del Capítulo 4.

0.5. INDICE DE FIGURAS.

CAPÍTULO 1.

Figura 1.2. Esquema general de las áreas de investigación de la tesis doctoral (alcance y áreas de investigación).....	10
Figura 1.3. Flujo-grama descriptivo de los métodos de trabajo e investigación definidos para la selección de las características fundamentales de los aerogeneradores eólicos	12
Figura 1.4. Flujo-grama general de las fases de lanzamiento al mercado de un aerogenerador eólico.....	13

CAPÍTULO 2.

Figura 2.1. En la imagen superior izquierda un esquema de las <i>panémonas</i> utilizadas en China; Imagen (central y derecha) de un molino persa con el diseño utilizado en la región de Khorasan (Persia) en el segundo milenio a.C.; imágenes inferiores con esquemas de molinos persas.....	3
Figura 2.2. Imagen de un molino de viento utilizado en el mediterráneo en Creta (Grecia) en el siglo XII; en la imagen central molino para moler grano del siglo XIV de la Mancha (España) y en la imagen de la derecha esquema de molino para bombeo de agua utilizados a partir del siglo XIV en España.....	3
Figura 2.3. Imágenes de los molinos con el diseño con trípode de madera utilizado en el norte de Europa en el siglo XIV y en Holanda en el siglo XVI y XVII.....	4
Figura 2.4. Imágenes con esquemas de los molinos utilizado en Holanda para el bombeo de agua y para el drenaje de los canales en el siglo XVI y XVII; Imagen derecha con un modelo de molino inglés totalmente automatizado utilizados hasta el siglo XIX en Europa.....	5
Figura 2.5. La primera imagen corresponde a un molino multipala del siglo XIX. La segunda imagen corresponde al primer aerogenerador que funcionaba de modo automático construido en Cleveland (Estados Unidos) en 1888 por Charles F. Brush. Sus características: 60 pies de altura, 4 toneladas de peso, potencia de 12 kW, multipala. La tercera imagen es el modelo de aerogenerador de Poul La Cour de 1892.....	6
Figura 2.6. Esquema del modelo de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Darrieux y un aerogenerador instalado en el emplazamiento en campo.....	6
Figura 2.7. Aerogenerador de eje vertical del tipo Savonius de 1924	7
Figura 2.8. Aerogenerador de eje vertical del tipo Kummé (izda) de los años 20 (Alemania); Aerogenerador tipo Flettner de palas giratorias con 35 kW (Alemania); proyecto de aerogenerador tipo Honnef (Alemania) de 75 y 120 MW.....	7
Figura 2.9. Diferentes modelos de aerogeneradores americanos anteriores a la segunda guerra mundial. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Jacobs (Estados Unidos 1928) de 1 kW; modelo Windcharger de 2 palas; modelo Windstream 33 de 3 palas; modelo MP20 de 3 palas.....	8
Figura 2.10. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Smith-Putnam construido en 1941 de 1250 kW de potencia con 53 metros de diámetro de rotor y dos palas metálicas.....	8
Figura 2.11. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Percy-Thomas. Prototipo presentado en 1945 de 6,5 MW de potencia, con 145 metros de altura de torre.....	9
Figura 2.12. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Hueter construido en los años 50 tuvo 100 kW de potencia y 33 metros de diámetro de rotor.....	9
Figura 2.13. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Enfield (Francia) construido en 1950 de 100 kW de potencia con 30 metros de altura de torre y dos palas (izda.); aerogenerador de eje horizontal del modelo Best-Romani de 1958 con 800 kW de potencia, 3 palas y 30,2 m de rotor (Dcha.).....	10
Figura 2.14. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Gedser construido en 1952 en Dinamarca de 200 kW de potencia con 24 metros de diámetro y tres palas.....	10
Figura 2.15. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Neyrpic (Francia) construido en 1962 con 132 kW de potencia, diámetro de rotor de 21,2 metros, 3 palas de aluminio y plástico y paso variable (izda.). El segundo modelo (Dcha.) tiene una potencia de 800 kW, 3 palas y paso variable.....	11
Figura 2.16. modelos de aerogeneradores en Estados Unidos en los años 70 y 80. Modelo MOD-02 (200 kW); modelo MOD-1 (2 MW) construido en 1979; modelo MOD-2 (3,2 MW) de 1980.....	11
Figura 2.17. modelos de aerogeneradores en Estados Unidos en los años 70 y 80. Modelo MOD-2 (3,2 MW) de 1980.....	12
Figura 2.18. Imágenes de diferentes desarrollos de aerogeneradores eólicos con el diseño de 3 palas llevados a cabo en Dinamarca desde los años 80: Modelo TVIND (1978) de 2 MW; Modelo NIBE (1979) de 630 kW; Modelo Volund (1990) de 265 kW; modelo NORDTANK.....	12
Figura 2.19. Imágenes de diferentes desarrollos de aerogeneradores eólicos con el diseño de 2 y 3 palas llevados a cabo en Alemania desde los años 80. El último de la derecha corresponde al modelo Growian I de 3 MW.....	13
Figura 2.20. Imagen de aerogeneradores eólicos con torre de celosía instalados en Tarifa (Cádiz) en la década de los 80.....	14
Figura 2.21. Estructura de la atmósfera.....	16
Figura 2.22. Desplazamientos de las masas de aire en la atmósfera en función de las diferentes temperaturas (izda.) y esquema de la circulación general atmosférica.....	17
Figura 2.23. Esquema del equilibrio dinámico del viento en superficie y en altura.....	18
Figura 2.24.: Esquema de desplazamientos de las masas de aire en un viento del tipo brisa y en los vientos locales de montaña	19
Figura 2.25.: Esquema de desplazamientos de las masas de aire en un viento del catabático.....	19
Figura 2.26.: Gráfica de Rosa de los vientos.....	20

Figura 2.27. Histograma de velocidades de viento y curva de distribución de Weibull y Rayleigh.....	21
Figura 2.28. Clasificación de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento y de la intensidad de turbulencia según norma IEC-61400-1.....	22
Figura 2.29. Diferentes tipos de anemómetros para la medición de la velocidad del viento.....	23
Figura 2.30. Esquema de la influencia de la orografía sobre la velocidad del viento y sobre las turbulencias.....	23
Figura 2.31. Esquema representativo del concepto teórico del tubo de corriente con la velocidad del flujo de viento a su paso por el rotor de un aerogenerador.....	24
Figura 2.32. Gráfico de la máxima potencia que se puede extraer del viento por medio de un aerogenerador según el límite de Betz.....	25
Figura 2.33. Relación entre la potencia del viento por metro cuadrado y la velocidad mostrado en línea continua según la ecuación 1 y en la línea de puntos potencia aprovechada por un aerogenerador ideal según la ecuación 3 del límite de Betz.....	26
Figura 2.34. Esquema de la relación de pérdidas que afectan al rendimiento teórico total de un aerogenerador eólico.....	26
Figura 2.35. Esquema gráfico de la variación del coeficiente de potencia C_p respecto a la relación de la velocidad tangencial en punta de pala para diferentes modelos de aerogeneradores eólicos y turbinas eólicas.....	27
Figura 2.36. Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador eólico Onshore Vestas V90-3.0 MW con los datos de potencia en kW y velocidad de viento en m/s y gráfico (dcha.) de curva de potencia con puntos de velocidades y potencia nominal.....	28
Figura 2.37. Gráfico (izda.) de la potencia específica (kW/m ²) que transporta el viento como función de la velocidad no perturbada del viento en m/s; Gráfico (dcha.) de la cantidad total de energía media portada por el viento por m ² por año a las distintas velocidades de viento en un punto específico.....	28
Figura 2.38. Esquema del modelo de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Darrieus con tres palas y un aerogenerador vertical con dos palas instalado en el emplazamiento en campo.....	35
Figura 2.39. Diferentes modelos del concepto de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Savonius.....	36
Figura 2.40. Diferentes ejemplos de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) modelo Ciclogiro.....	36
Figura 2.41. Modelos de aerogenerador eólico del tipo de eje horizontal (HAWT) instalado en tierra-Onshore y un esquema del modelo (Fuente: AWEA y Fernández Díez, 2002); a la dcha. una turbina multi-pala cuyo diseño es originario del siglo XIX.....	37
Figura 2.42. Esquema de modelos de aerogenerador eólico del tipo de eje horizontal con una pala, dos palas y tres palas y esquema de una turbina eólica multi-pala.....	39
Figura 2.43. Esquema general de diferentes modelos de aerogeneradores eólicos del tipo de eje horizontal, eje vertical y variantes de ambos.....	42
Figura 2.44. Esquema general de modelos de aerogeneradores eólicos de eje horizontal del tipo difusor.....	42
Figura 2.45. Imagen con un esquema general de un aerogenerador de eje horizontal Onshore del fabricante VESTAS con sus principales componentes (1: pala; 2: torre; 3: nacelle; 4: buje).....	44
Figura 2.46. Esquema de un aerogenerador de eje horizontal Onshore de 1,5 MW NORDEX S77 con sus principales componentes (de abajo a arriba: cimentación, torre, palas, buje y nacelle) y sus características dimensionales.....	44
Figura 2.47. Esquema general de un aerogenerador de eje horizontal tipo Onshore convencional con tren de potencia con multiplicadora con sus principales componentes.....	45
Figura 2.48. Principales componentes de un aerogenerador eólico y la contribución de cada uno en costes sobre el total.....	46
Figura 2.49. Esquema general (izda.) de un tren de potencia del tipo compacto con sus principales sub-componentes y esquema general (dcha.) de conjunto del tren de potencia de tipo compacto con multiplicadora en el extremo derecho.....	47
Figura 2.50. Esquemas de tren de potencia del tipo eje estándar de varios fabricantes de aerogeneradores de eje horizontal.....	48
Figura 2.51. Esquemas de tren de potencia del tipo eje estándar de los fabricantes ACCIONA, NORDEX y ALSTOM-ECOTECNIA.....	49
Figura 2.52. Esquemas de tren de potencia del tipo eje compacto del fabricante Gamesa.....	50
Figura 2.53. Esquemas de tren de potencia del tipo eje compacto con un rodamiento Moment Bearing del fabricante.....	50
Figura 2.54. Esquemas de tren de potencia del tipo compacto con eje con múltiples generadores utilizado por el fabricante CLIPPER.....	51
Figura 2.55.: Esquemas de tren de potencia del tipo Eje <i>Direct Drive</i> (Accionamiento directo) DDRH (Direct Drive Rear Hub) ...	52
Figura 2.56. Esquemas de tren de potencia del tipo Eje <i>Direct Drive</i> (Accionamiento directo) DDFH (Direct Drive Front Hub) ...	53
Figura 2.57. Ejemplo de esquema del conjunto eje principal de baja velocidad de un aerogenerador (izda.); eje principal (centro) y los principales sub-componentes del conjunto eje principal (dcha.) utilizados en el tren de potencia de tipo compacto por el fabricante Gamesa.....	53
Figura 2.58. Esquemas del sistema de lubricación de los rodamientos del eje principal utilizados en el tren de potencia de tipo compacto por el fabricante Gamesa.....	53
Figura 2.59. ejemplo de modelo de multiplicadora de varias etapas utilizados para aplicación eólica del fabricante BOSCH-REXROTH; detalle de una sección donde se muestran los engranajes y los planetarios de la multiplicadora.....	54
Figura 2.60. ejemplo de aplicación en la nacelle de una multiplicadora de varias etapas (izda.) utilizadas para aplicación eólica del fabricante BOSCH-REXROTH y vista del conjunto montado en una nacelle.....	54
Figura 2.61. Esquema de sistema de lubricación y refrigeración de una multiplicadora utilizados en el tren de potencia por el fabricante Gamesa.....	55
Figura 2.62. Esquema de sistema de freno de disco mecánico utilizados en el tren de potencia a la salida de la multiplicadora por el fabricante Gamesa.....	55
Figura 2.63. Ejemplo de acoplamiento mecánico de unión entre el eje de alta velocidad de la multiplicadora y el rotor del generador del fabricante SIEMENS.....	55
Figura 2.64. Esquema del sistema de eje de alta velocidad, freno mecánico de la multiplicadora y acoplamiento mecánico al eje del generador utilizados por el fabricante Gamesa.....	56
Figura 2.65. Esquema con los diferentes subcomponentes de un generador asíncrono del fabricante ABB (izda) (rotor, estator, carcasa, unidad de refrigeración, etc.); (dcha.) detalle del conjunto generador y detalle del rotor.....	56

Figura 2.65B. Esquema de la topología de aerogeneradores de velocidad fija con generador asíncrono de inducción de jaula de ardilla directamente conectado a la red por el estator	57
Figura 2.66. Esquema de la topología de aerogeneradores de velocidad variable con generador asíncrono de inducción doblemente alimentado	57
Figura 2.67. Diferentes tipos de generadores asíncronos. Modelo de generador asíncrono de inducción de velocidad fija (izda); generador asíncrono de inducción doblemente alimentado de velocidad semi-variable (centro); generador asíncrono de inducción doblemente alimentado de velocidad variable (dcha.), del fabricante ABB	59
Figura 2.68. modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad alta (izda) y esquema de modelo de aerogenerador síncrono de imanes permanentes de velocidad media (dcha.) del fabricante ABB	60
Figura 2.69. Imagen de un modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad media (izda.), sección del interior de un generador de imanes permanentes (centro), sistema de refrigeración mediante camisa refrigerada por agua-glicol e intercambiadores de calor (dcha.)	60
Figura 2.70. modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad baja del tipo Direct Drive Siemens utilizado en los aerogeneradores 3 MW Onshore del fabricante SCANWIND-GE; sección de un generador Direct Drive del fabricante Convertteam (dcha.) para una aerogenerador Offshore de 6 MW	61
Figura 2.71. esquema de configuración de un modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad baja del tipo Direct Drive Siemens (izda.) y esquema (centro) de configuración de la nacelle con un generador tipo Direct Drive; modelo de aerogenerador con generador tipo Direct Drive del fabricante ALSTOM para una aerogenerador Offshore de 6 MW	61
Figura 2.72. Tabla comparativa de los diferentes tipos de generadores eléctricos utilizados en los aerogeneradores eólicos	62
Figura 2.73. Esquema ejemplo de configuración un modelo de <i>Full Converter</i> con sus principales sub-componentes utilizado en aerogeneradores eólicos multi-MW (izda.) y un modelo de convertidor de plena potencia <i>Full Converter</i> en media tensión (dcha.) del fabricante ABB para aplicación eólica	63
Figura 2.74. Esquema ejemplo de un modelo de transformador de potencia del tipo seco (izda y centro) del suministrador ABB y del tipo líquido del suministrador CG (dcha.) para su aplicación en aerogeneradores multi-MW	64
Figura 2.75. Esquema ejemplo de un sistema de giro con sus principales sub-componentes (izda.) y esquema de detalle del sistema de giro	65
Figura 2.76. Esquema ejemplo de una moto reductora del sistema de giro (izda.) y esquema de detalle de una moto reductora con el piñón y la corona de giro del fabricante BOSCH REXROTH	66
Figura 2.77. Esquema ejemplo de un detalle del sistema de giro con los principales sub-componentes de la parte de las pinzas de freno.....	66
Figura 2.78. Esquema ejemplo de un detalle del conjunto de pinzas de freno del sistema de giro con las zapatas activas y pasivas en la parte inferior de la pinza de freno	67
Figura 2.79. Esquema ejemplo de un detalle de un bastidor principal fundido y mecanizado (izda.) utilizado en aerogeneradores del fabricante Gamesa y bastidor fundido en el fabricante de fundición Sakana	67
Figura 2.80. Esquema ejemplo de un detalle de un bastidor trasero mecanizado-soldado utilizado en aerogeneradores del fabricante Gamesa	68
Figura 2.81. Esquema ejemplo de un grupo hidráulico y los sistemas a los que suministra presión hidráulica en un aerogenerador Onshore	68
Figura 2.82. Esquema ejemplo de un grupo hidráulico para aplicación en aerogeneradores eólicos y los subcomponentes principales del mismo	69
Figura 2.83. Esquema ejemplo de un sistema de freno del rotor (Rotor Lock) para aplicación en aerogeneradores eólicos	69
Figura 2.84. Esquema ejemplo de un sistema de grúa móvil (izda.) y un sistema de grúa fija (dcha.) utilizado en nacelles de aerogeneradores eólicos	70
Figura 2.85. Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración de la nacelle de aerogeneradores eólicos y de sus principales sub-componentes	71
Figura 2.86. Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración de la nacelle de aerogeneradores eólicos y de un sistema Thermal (izda.) y de un sistema de intercambiadores de calor con moto-ventiladores y silenciadores del fabricante Nissens	71
Figura 2.87. Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración térmico del aire de la nacelle de aerogeneradores eólicos mediante (izda.) y de los sistemas de ventiladores de extracción y silenciadores de un sistema Thermal (dcha.)	71
Figura 2.88. Imágenes de los diferentes tipos de carcasas exteriores de nacelle de los fabricantes de aerogeneradores Vestas, GE, Sinovel, Enercon, Goldwind, Siemens	74
Figura 2.89. Imágenes de los diferentes tipos de carcasas exteriores de nacelle de los fabricantes de aerogeneradores Gamesa, Suzlon, Dongfang-DEC, Repower, Nordex, Mingyang, Mitsubishi.....	75
Figura 2.90. Imágenes de los diferentes tipos de carcasas exteriores de Nacelle de los fabricantes de aerogeneradores Acciona, Alstom-ecotecnia, Fuehrlander, Clipper, MTorres, Windwind, Scanwind, Vensys	76
Figura 2.91. Imagen de un buje fundido de aerogenerador eólico del suministrador Sakana (izda.) y esquema de detalle de un buje y sus zonas de unión con las palas y con el eje principal	77
Figura 2.92. Imagen con el esquema de un cono de buje con su subestructura metálica de unión al buje utilizado por el fabricante Gamesa en aerogeneradores eólicos.....	77
Figura 2.93. Imagen con el esquema de un sub-montaje en el buje de un rodamiento de pala (izda.) y el sistema de lubricación automática del rodamiento de pala (dcha.) utilizado por el fabricante Gamesa en aerogeneradores eólicos.....	78
Figura 2.94. esquema general de un conjunto de sistema de pitch hidráulico montado en el buje con sus diferentes subcomponentes	79
Figura 2.95. esquema general de un conjunto de sistema de pitch hidráulico (izda.) y un conjunto buje con los tres cilindros del sistema Pitch montados (dcha.)	79
Figura 2.96. Esquemas de diferentes modelos constructivos de palas: tipo moderno con fibra de vidrio (parte superior) y tipologías antiguas (centro y abajo)	80
Figura 2.97. Esquemas de la sección de un modelo de pala actual con sus sub-componentes principales	80
Figura 2.98. Esquema teórico de las fuerzas que actúan sobre un perfil de pala	81
Figura 2.99. Esquema ejemplo de la clasificación de los perfiles aerodinámicos de palas según la normativa NACA	81

Figura 2.100. Clasificación de las diferentes tecnologías de fabricación de palas de aerogeneradores y de los tipos de sub-componentes utilizados.....	82
Figura 2.101. Imagen de una torre tubular de acero (izda.) del modelo de aerogenerador ENERCON E-126 6 MW y del modelo de torre tubular de acero (dcha.) del fabricante GE 2,5 MW en sus procesos de montaje en el emplazamiento	83
Figura 2.102. Imagen de una torre de celosía metálica (izda.) para aerogenerador eólico fabricada por el suministrador RUUKKI e imagen de una torre de celosía metálica (dcha.) del modelo de aerogenerador FUEHRLANDER FL 2,5 MW de hasta 100 metros de altura.....	83
Figura 2.103. Imagen del montaje en campo de una torre de hormigón para aerogenerador eólico	84
Figura 2.104. Esquema de una torre del tipo híbrido hormigón-acero (izda.), imagen del montaje en campo de sectores prefabricados de una torre de hormigón para aerogenerador eólico (centro) y ejemplo de sector prefabricado de hormigón para una torre eólica de hormigón del suministrador NORTEN	84
Figura 2.105. Esquema de una plataforma en la base de la torre de un aerogenerador con algunos de los diferentes componentes que pueden ser instalados en su interior	85
Figura 2.106. Imagen de una cimentación mediante hormigón armado para un aerogenerador Onshore modelo E82/2MW del fabricante ENERCON (izda.), una cimentación con una subestación de transformación en el exterior (centro) y una cimentación del fabricante Neg-Micon	86
Figura 2.107. Esquema general del proceso de montaje de una nacelle de aerogenerador de eje horizontal del fabricante Gamesa ..	88
Figura 2.108. Esquema general del proceso de fabricación de una pala de aerogenerador de eje horizontal del fabricante Gamesa ..	89
Figura 2.109. Esquema general del proceso de fabricación de una torre metálica de aerogenerador de eje horizontal del fabricante Gamesa	90
Figura 2.110. Esquema general del proceso de montaje en campo en un emplazamiento en tierra de un aerogenerador de eje horizontal del fabricante Gamesa	92
Figura 2.111. Parques eólicos marinos en el mar del norte con aerogeneradores Offshore.....	93
Figura 2.112. Gráfico con la distribución de los tipos de plataformas marina instaladas en el año 2012 en Europa (en porcentaje sobre el total instalado y con el nº de plataformas instaladas).....	95
Figura 2.113. Esquema general de los tipos de plataformas con base anclada al lecho marino: cimentación con base de gravedad, Trípode y Mono-pilote para parques eólicos Offshore	96
Figura 2.114. Esquema general de los diferentes tipos de plataformas para parques eólicos Offshore con anclaje directo al fondo marino utilizados: Mono-pilote; Trípode; Base de gravedad. Refuerzo de la base de grava y piedras (dcha.) en el lecho marino para estabilización ante arrastres de material (“Scour Protection”)	97
Figura 2.115. Esquema general de diferentes tipos de plataformas para todas las posibles profundidades de aguas de los emplazamientos de parques eólicos Offshore	97
Figura 2.116. Esquema general de diferentes tipos de plataformas para profundidades de aguas intermedias hasta los 60 metros: Trípode (Tripod), Tubo de succión (Suction Bucket), Estructura metálica (Jacket), Estructura metálica con torre (Jacket y Torre), Mono-pilote (Monopile)	98
Figura 2.117. Esquema general de los diferentes tipos de plataformas para parques eólicos Offshore y su rango de aplicación en función de la profundidad de las aguas del emplazamiento marino	98
Figura 2.118. Esquema general del tipo de plataformas Mono-pilote para aerogenerador Offshore. Detalle de la pieza de transición (centro) y de la base de grava estabilizadora “Scour Protection” (dcha.)	100
Figura 2.119. Esquema general del tipo de plataforma de cimentación con base de gravedad para parques eólicos Offshore.	101
Figura 2.120. Esquema general del tipo de plataforma Trípode con dos versiones de la estructura mecánica	102
Figura 2.121. Esquema general del tipo de plataforma de estructura metálica (Jacket) y Jacket más torre	102
Figura 2.122. Esquema general del tipo de plataforma de estructura metálica (Jacket), Jacket y Torre y un ejemplo de aplicación (dcha.) en el parque Offshore de Beatrice-Escocia	103
Figura 2.123. Esquema general de los diferentes tipos de diseños de plataformas flotantes para profundidades de aguas profundas (aptas para > 60 metros)	104
Figura 2.124. Esquema general de diferentes variantes de los tipos de diseños de plataformas flotantes para emplazamientos en aguas profundas (aptas para > 60 metros)	104
Figura 2.125. Esquema general del tipo de plataforma para aguas profundas: Tubo con balasto tensionado estabilizado (concepto Spar Buoy) del fabricante STATOIL HYDRO en el proyecto Hywind	105
Figura 2.126. Esquema general del tipo de diseño de plataforma flotante para aguas profundas (> 60 metros) con torre semi-sumergida con balasto de anclaje rígido y tensionado al fondo marino (modelo SWAY)	106
Figura 2.127. Simulación de un parque eólico Offshore con aerogeneradores del tipo de diseño de plataforma flotante con torre semi-sumergida con balasto de anclaje rígido y tensionado al fondo marino	107
Figura 2.128. Esquema general del tipo de diseño de plataforma flotante semi-sumergible con anclaje tensionado estabilizado Mooring Line Stabilized	108
Figura 2.129. Imágenes de un prototipo del tipo de diseño de plataforma flotante semi-sumergible con anclaje tensionado estabilizado “Mooring Line Stabilized”, proyecto Modelo Blue H	108
Figura 2.130. Simulación del concepto de plataforma flotante TRI-FLOATER semi-sumergible con tensionado rígido al fondo marino mediante tres cables	109
Figura 2.131. Simulación de un parque eólico Offshore con el concepto de plataforma flotante semi-sumergible en superficie estabilizada, ancladas sin tensionado rígido al fondo marino “Buoyancy stabilized / Barge”	110
Figura 2.132. Esquema general y simulación del concepto de plataforma flotante semi-sumergible WINDFLOAT anclada mediante tres cables sin tensionado al fondo marino	111
Figura 2.133. Prototipo del concepto de plataforma flotante semi-sumergible WINDFLOAT anclada mediante tres cables sin tensionado al fondo marino, instalado en las costas de Portugal	111
Figura 2.134. Esquema general del tipo de diseño de plataforma flotante metálica semi-sumergida y sin tensionado al fondo marino, modelo de la compañía WINDSEA	112

Figura 2.135. Simulación del tipo de diseño de plataforma flotante metálica semi-sumergida y sin tensionado al fondo marino, modelo de la compañía WINDSEA	112
Figura 2.136. Simulación del diseño conceptual de plataforma móvil y auto-instalable (modelo Titan Foundation)	114
Figura 2.137. Simulación del concepto de diseño de plataforma fija Jacket Twisted	114
Figura 2.138. Simulación de diferentes conceptos de diseño de plataforma flotantes fijas y semi-sumergible en superficie estabilizada en fase de desarrollo	115
Figura 2.139. Simulación de diferentes conceptos de diseño de plataforma flotantes fijas y semi-sumergible en superficie estabilizada en fase de desarrollo	115
Figura 2.140. Simulación de un concepto de diseño de plataforma flotantes fijas con un aerogenerador Offshore de eje vertical en fase de desarrollo	115
Figura 2.141. Esquema general de los principales sistemas y elementos de instalación de la cadena de suministro de un parque eólico Offshore	118
Figura 2.142. Barco de transporte de aerogeneradores Offshore y de componentes	119
Figura 2.143. Barcos de transporte de aerogeneradores Offshore y de componentes para 18 y 8 aerogeneradores Respectivamente.....	120
Figura 2.144. Barco de transporte e instalación de aerogeneradores Offshore (Tipo semi-Jacket)	120
Figura 2.145. Barcos con una columna de apoyo y grúa (Leg-stabilized crane vessel) para transporte e instalación de aerogeneradores Offshore	120
Figura 2.146. Barcos con plataformas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore (Tipo Jack-Up a la izquierda, tipo Ship-shaped Jack-up en el centro y tipo plataforma elevada Jack-Up a la derecha)	121
Figura 2.147. Barcos pesados semi-sumergibles con plataformas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore	121
Figura 2.148. Plataformas auxiliares tipo grúas flotantes para el transporte e instalación de aerogeneradores Offshore	122
Figura 2.149. Esquema de un modelo de barco de tipo mixto actualmente en operación para la instalación de aerogeneradores Offshore (barco modelo MPI vessel "Resolution")	122
Figura 2.150. Esquema de modelos en desarrollo de barcos de tipo mixto para la instalación de aerogeneradores Offshore (concepto Gaoh a la izquierda y concepto Blue Ocean Ships a la derecha).....	123
Figura 2.151. Esquema general con diferentes tipos de plataformas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore	123
Figura 2.152. Barco auxiliar de transporte y carga de componentes de aerogeneradores Offshore.....	124
Figura 2.153. Barco de suministro de materiales para la instalación de aerogeneradores Offshore	124
Figura 2.154. Barco de servicio (20 m de eslora) para operaciones de reparación y mantenimiento de aerogeneradores Offshore	124
Figura 2.155. Barco de servicio (15 m de eslora) para transporte de personal técnico al parque Offshore	125
Figura 2.156. Barco de instalación de cable submarino en el parque Offshore (Fuente: Prysmian Group).....	125
Figura 2.157. Ejemplos de dos instalaciones portuarias actuales en Alemania (zona de almacenamiento y carga de plataformas a la izquierda; muelle de carga de componentes de aerogeneradores a la derecha)	127
Figura 2.158. Ejemplos de instalaciones portuarias actuales en Bremen (Alemania) con zonas dedicadas para la fabricación y servicios requeridos específicamente para los aerogeneradores Offshore	127
Figura 2.159. Modelo simulado de puerto situado en las proximidades de un parque Offshore	128
Figura 2.160. Modelo simulado de detalle de puerto situado en las proximidades de un parque Offshore	128
Figura 2.4.1. Flujo-grama general de las fases de diseño, fabricación, construcción, instalación y operación de un Aerogenerador.....	129
Figura 2.4.2. Flujo-grama con los criterios de investigación para la identificación de características técnicas de los Aerogeneradores.....	131
Figura 2.4.3. Tabla resumen con los datos globales de fabricantes de aerogeneradores Onshore clasificados por potencia e incluyendo las principales características técnicas de cada modelo	134
Figura 2.4.4. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Onshore (> 100 kW)	136
Figura 2.4.5. Estadística de datos medios globales de aerogeneradores Onshore de la potencia, el diámetro del rotor y la altura del rotor	139
Figura 2.4.6. Gráfico de relación entre aerogeneradores a mayor tamaño mayor potencia	139
Figura 2.4.7. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW)	141
Figura 2.4.8. Esquema general de las fases de diseño de un aerogenerador	142
Figura 2.4.9. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de configuración de producto de un aerogenerador Onshore	147
Figura 2.4.10. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas eléctricas de un aerogenerador Onshore	148
Figura 2.4.11. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas eléctricas de un aerogenerador Onshore	149
Figura 2.4.12. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Onshore	151
Figura 2.4.13. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Onshore	152
Figura 2.4.14. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Onshore	153
Figura 2.4.15. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Onshore	155
Figura 2.4.16. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Onshore	156
Figura 2.4.17. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Onshore	157
Figura 2.4.18. Matriz de síntesis (IV) de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Onshore	158
Figura 2.4.19. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de las palas de un aerogenerador Onshore	159

Figura 2.4.20. Clasificación de las diferentes tecnologías de fabricación de palas de aerogeneradores y de los tipos de sub-componentes utilizados	160
Figura 2.4.21. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de la torre de un aerogenerador Onshore	161
Figura 2.4.22. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de la cimentación de un aerogenerador Onshore	163
Figura 2.4.23. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de los emplazamientos eólicos de un aerogenerador Onshore	164
Figura 2.4.24. Clasificación de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento según norma IEC-61400-1	165
Figura 2.4.25. Gráfica de perfil vertical de viento	165
Figura 2.4.26. Gráfica de Rosa de los vientos	166
Figura 2.4.27. Mapa de recurso eólico: densidad de potencia del viento (W/m ²) en media anual a 80 m de altura sobre el suelo en España	166
Figura 2.4.28. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de los sistemas de control de un aerogenerador Onshore	168
Figura 2.4.29. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de los sistemas de control de un aerogenerador Onshore	169
Figura 2.4.30. Esquema del tiempo medio del ciclo de la instalación en el emplazamiento de un parque eólico Onshore en España	170
Figura 2.4.31. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales del aerogenerador Onshore y su instalación y montaje en el emplazamiento	172
Figura 2.4.32. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales del aerogenerador onshore y su instalación y montaje en el emplazamiento	173
Figura 2.4.33. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Onshore	175
Figura 2.4.34. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Onshore	176
Figura 2.4.35. Gráficos de Huecos de Tensión según los requisitos a cumplir en el procedimiento operativo P.O. 12.3.	177
Figura 2.4.36. Procedimiento general de certificación según la norma IEC WT01 aplicable para la certificación de un aerogenerador Onshore	178
Figura 2.4.37. Procedimiento IEC WT01 de la evaluación del diseño para la certificación de un aerogenerador Onshore	178
Figura 2.4.38. Procedimiento IEC WT01 de los módulos de la certificación tipo de un aerogenerador Onshore	179
Figura 2.4.39. Procedimiento IEC WT01 de la evaluación del proceso de fabricación de un aerogenerador Onshore	179
Figura 2.4.40. Procedimiento IEC WT01 de la evaluación de la certificación del proyecto aplicable de un aerogenerador Onshore	180
Figura 2.4.41. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas de certificación de un aerogenerador Onshore	181
Figura 2.4.42. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas de certificación de un aerogenerador Onshore	182
Figura 2.4.42B. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas de certificación de un aerogenerador Onshore	183
Figura 2.4.43. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales hasta el año 2012	187
Figura 2.4.44. Esquema general de las fases de diseño de un aerogenerador Offshore	189
Figura 2.4.45. Esquema general del proceso de diseño de un aerogenerador Offshore según la norma IEC 61400-3	191
Figura 2.4.46. Esquema general de los parámetros técnicos generales que tienen influencia en las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore	193
Figura 2.4.47. Esquema general de los parámetros técnicos de detalle que tienen influencia en las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore	194
Figura 2.4.48. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de configuración de producto de un aerogenerador	196
Figura 2.4.49. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de configuración de producto medioambientales de un aerogenerador Offshore	197
Figura 2.4.50. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas eléctricas de un aerogenerador Offshore	198
Figura 2.4.51. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas eléctricas de un aerogenerador Offshore	199
Figura 2.4.52. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Offshore	201
Figura 2.4.53. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Offshore	202
Figura 2.4.54. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Offshore	203
Figura 2.4.55. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Offshore	205
Figura 2.4.56. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de las palas de un aerogenerador Offshore	207
Figura 2.4.57. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de la torre de un aerogenerador Offshore	209
Figura 2.4.58. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore	211
Figura 2.4.59. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore	212
Figura 2.4.60. Matriz de síntesis (III) de características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore	213
Figura 2.4.61. Matriz de síntesis (IV) de características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore	214

Figura 2.4.62. Matriz de síntesis (V) de características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore	215
Tabla 2.4.63. Tabla de Clases de aerogenerador aplicable para aerogeneradores Offshore según la norma IEC 61400-1	216
Figura 2.4.64. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de los emplazamientos eólicos del aerogenerador Offshore	218
Figura 2.4.65. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de los emplazamientos eólicos del aerogenerador Offshore	219
Figura 2.4.66. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de los emplazamientos eólicos del aerogenerador Offshore	220
Figura 2.4.67. Esquema del tiempo medio estimado de ciclo de la instalación en un emplazamiento marino de un parque eólico Offshore	222
Figura 2.4.68. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	224
Figura 2.4.69. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	225
Figura 2.4.70. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	226
Figura 2.4.71. Matriz de síntesis (IV) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	227
Figura 2.4.72. Matriz de síntesis (V) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	228
Figura 2.4.73. Matriz de síntesis (VI) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	229
Figura 2.4.74. Matriz de síntesis (VII) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	230
Figura 2.4.75. Matriz de síntesis (VIII) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	230
Figura 2.4.76. Matriz de síntesis (IX) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino	231
Figura 2.4.77. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Offshore	233
Figura 2.4.78. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Offshore	234
Figura 2.4.79. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Offshore	235
Figura 2.4.80. Matriz de síntesis de las características técnicas de certificación de un aerogenerador Offshore	238
Figura 2.5.1.: Esquema de la estructura legislativa en España y su jerarquía legislativa	241
Figura 2.5.2.: Cuadro con el objetivo en porcentaje de cuota del consumo de energía final bruta para España en el año 2020 según lo fijado por la Directiva 2009/28/CE.	244
Figura 2.5.3.: Esquema de consumo final previsto de energías renovables hasta el año 2020, presentada en la propuesta del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020	247
Figura 2.5.4.: Esquema con el reparto en % del consumo de energía primaria en España en el año 2010.	247
Figura 2.5.5.: Esquema con el reparto en % de la energía eléctrica producida en España en el año 2010.	248
Figura 2.5.6.: Tabla resumen con la clasificación de los grupos de Energías renovables incluidos dentro del régimen especial según el RD 661/2007	250
Figura 2.5.7.: Tabla de tarifas y primas de la energía eléctrica retribuida a las instalaciones incluidas dentro del régimen especial del grupo b.2.1 de energía eólica terrestre según el RD 661/2007	251
Figura 2.5.8.: Esquema general del procedimiento de tramitación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA)	259
Figura 2.5.9.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a los procesos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial	269
Figura 2.5.10.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a los procesos administrativos relativos a los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial (Fuente: RD 661/2007 y elaboración propia).....	273
Figura 2.5.11.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan al mecanismo de registro de Pre-asignación de retribución ...	275
Figura 2.5.12.A: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a la energía eólica marina	279
Figura 2.5.12.B: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a la energía eólica marina	280
Figura 2.5.13.: Esquema resumen de los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas en España.	282
Figura 2.5.14.: Esquema resumen de los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas en España respecto al mercado de la electricidad.	283
Figura 2.5.15.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a la retribución de la energía eólica	285
Figura 2.5.16.: Anexo V del RD 661/2007 con los complementos de energía reactiva en función del factor de potencia de la energía eléctrica producida	286
Figura 2.5.17.: Tabla resumen de factores legislativos relativos a complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial	288
Figura 2.5.18.: Tabla resumen de factores legislativos relativos a Liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.	291

Figura 2.5.19.: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los gastos administrativos de la energía eléctrica producida en régimen especial	292
Figura 2.5.20.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a los procesos administrativos relativos a las competencias legislativas para poder obtener las autorizaciones oficiales para la inclusión de un parque eólico en el régimen especial en España.....	295
Figura 2.5.21.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a los procesos administrativos relativos a las competencias legislativas para poder obtener las autorizaciones oficiales para la inclusión de un parque eólico marino en el régimen especial en España	296
Figura 2.5.22.: Curva de tensión-tiempo que define el área del hueco de tensión en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación eólica.	298
Figura 2.5.23.A: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los factores técnicos de las instalaciones eólicas	301
Figura 2.5.23.B: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los factores técnicos de las instalaciones eólicas	302
Figura 2.5.24.: Esquema general de los factores de tipo medioambiental que están afectados por la legislación de un estudio de impacto medioambiental EIA	304
Figura 2.5.25.: Esquema general de los factores de tipo constructivo que están afectados por la legislación de un estudio de impacto medioambiental (EIA)	305
Figura 2.5.26.A: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los factores medioambientales de las instalaciones eólicas ...	308
Figura 2.5.26.B: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los factores medioambientales de las instalaciones eólicas ...	309
Figura 2.5.27.: Tabla resumen con la propuesta en borrador de las medidas para fomentar el uso de la energía eólica en España contenidas en el PANER 2011-2020	310
Figura 2.5.28.: Tabla resumen con la propuesta específica 6.1.8. de las medidas para fomentar el uso de la energía eólica en España contenidas en el PER 2011-2020	311
Figura 2.5.29.A: Tabla resumen con la propuesta específica 6.1.2. de las propuestas horizontales eléctricas para fomentar el uso de la energía eólica en España contenidas en el PER 2011-2020	312
Figura 2.5.29.B: Tabla resumen con la propuesta específica 6.1.2. de las propuestas horizontales eléctricas para fomentar el uso de la energía eólica en España contenidas en el PER 2011-2020	313
Figura 2.6.1. Tipología de los marcos de apoyo económico a la energía renovable y eólica en la Unión Europea	317
Figura 2.6.2. Síntesis de las tipología de los marcos de apoyo económico a la energía renovable y eólica en los países de la Unión Europea	317
Figura 2.6.3. Costes y apoyo económico a la energía eólica en la Unión Europea	318
Figura 2.6.4. Ejemplo (I) de explotación de cuenta de resultados donde se identifican los principales factores financieros (inversión y financiación) de un parque eólico Onshore en España	324
Figura 2.6.5. Ejemplo (II) de explotación de cuenta de resultados donde se identifican los principales factores financieros (explotación, ingresos y rentabilidad del proyecto) de un parque eólico Onshore en España	325
Figura 2.6.6. Esquema con los factores que afectan al Coste de Energía (COE) de un aerogenerador	328
Figura 2.6.7. Gráfico comparativo con los valores del Coste de Energía anualizado (LCOE) de diferentes fuentes productoras de energía	328
Figura 2.6.8. Tabla comparativa con los valores estimados para el año 2016 del Coste de Energía anualizado (LCOE) de diferentes fuentes productoras de energía	329
Figura 2.6.9. Gráfico comparativo con los valores estimados en para el año 2016 del Coste de Energía normalizado (LCOE) de diferentes fuentes productoras de energía	329
Figura 2.6.10. Esquema con la evolución temporal de los costes por kWh del Coste de Energía (COE) de un aerogenerador Onshore	330
Figura 2.6.11. Curva con la frecuencia de las diferentes velocidades de viento en un emplazamiento tipo Onshore	331
Figura 2.6.12. Curva con la energía producida por un aerogenerador en los diferentes intervalos de velocidad de tiempo en cada hora en un emplazamiento tipo Onshore	331
Figura 2.6.13. Fórmula del cálculo del factor de capacidad de un aerogenerador	332
Figura 2.6.14. Curva con el factor de capacidad en % de la potencia nominal de un aerogenerador tipo Onshore	332
Figura 2.6.15. Estructura de costes de un parque eólico Onshore, sin incluir transporte	334
Figura 2.6.16. Estructura de costes de un parque eólico Onshore, sin incluir transporte e incluyendo costes adicionales de gestión del proyecto y costes financieros	334
Figura 2.6.17. Estructura de costes de los sub-componentes de un aerogenerador Onshore tipo	335
Figura 2.6.18. Estructura estimada de costes de inversión de capital CAPEX de un parque eólico Offshore tipo en 2011 y la proyección estimada de costes de capital en 2022.....	336
Figura 2.6.19. Estructura estimada de costes de inversión de capital CAPEX de un parque eólico Offshore tipo	337
Figura 2.6.20. Estructura estimada de los costes de inversión de capital (CAPEX) de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes sub-componentes y operaciones	337
Figura 2.6.21. Estructura estimada de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos	338
Figura 2.6.22. Estructura estimada de los costes totales de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos	339
Figura 2.6.23. Desglose general de los costes totales (CAPEX y OPEX) de un parque con aerogeneradores Offshore de 3 MW en porcentaje de contribución de los principales factores	339
Figura 2.6.24. Estimación de los costes de inversión en un parque eólico Onshore en España de 50 MW de potencia con aerogeneradores de 2 MW	340
Figura 2.6.25.: Estimación de palancas de reducciones de coste de generación en un parque eólico Onshore en España	341
Figura 2.6.26. Estimación de los costes de inversión en un parque eólico Offshore en España de 150 MW de potencia con una profundidad menor de 150 m	342

Figura 2.6.27. Estimación de palancas de reducciones de coste de generación en un parque eólico Offshore en España	342
Figura 2.6.28. Estimación comparativa de costes de inversión en parques eólicos Onshore y Offshore como media del mercado europeo	343
Figura 2.6.28A. Estimación comparativa de costes de inversión en parques eólicos Offshore en función de la distancia a la costa	344
Figura 2.6.29. Estimación comparativa de costes de inversión en parques eólicos Offshore en función de la profundidad del agua	344
Figura 2.6.30. Ejemplo de desglose de los costes de inversión en un parque eólico Onshore	345
Figura 2.6.31. Ejemplo de desglose de los costes de inversión en un parque eólico Offshore en Nysted, Dinamarca	346
Figura 2.6.32. Esquema con los diferentes tipos de mantenimiento utilizados en los aerogeneradores	346
Figura 2.6.33. Datos estimados de los costes en €/MWh medios de operación y mantenimiento (OPEX) en Alemania, Reino Unido y USA de un parque eólico Onshore tipo	348
Figura 2.6.34. Estructura estimada de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Onshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos	349
Figura 2.6.35. Estructura estimada de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos	350
Figura 2.6.36. Estructura estimada de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) en 2010 de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos	351
Figura 2.6.37. Curva de demanda y suministro de energía eléctrica (izda.) y gráfico de demanda y suministro de energía eléctrica en función del régimen de velocidad de viento y de la franja horaria, a la dcha.	353
Figura 2.6.38. Gráfica del precio medio del mercado mayorista de electricidad y datos de la retribución eólica en 2010 en España	353
Figura 2.6.39. Gráfico de las diferentes opciones de retribución de la electricidad en 2010 en España y datos de la retribución eólica en función de la legislación aplicable	354
Figura 2.6.40. Gráfico de la evolución de la retribución de la energía eólica en España en 2011 en función de la legislación aplicable	355
Figura 2.6.41. Gráfico de la retribución de la energía eólica marina en España hasta 2011 en función de la legislación aplicable	355
Figura 2.6.42. Esquema con los años estimados por IDAE de entrada en competitividad de la energía eólica	356
Figura 2.6.43. Gráfico con la comparación de los costes normalizados anuales y la estimación del precio del mercado eléctrico para la tecnología eólica	357
Figura 2.6.44. Gráfico con la estimación de los sobre costes del sistema eléctrico debido a las subvenciones a las energías renovables en el periodo 2010-2020	357
Figura 2.6.45. Gráfico con el peso estimado en % de las primas equivalentes de las energías renovables en España sobre los costes totales del sistema en el periodo 2010-2020	358
Figura 2.6.46. Gráfico con el coste estimado en €/kW de las energías eólicas Onshore y Offshore	358
Figura 2.6.47. Gráfico con la estimación de costes por c€/kWh de potencia eólica Onshore generada en función del régimen de viento y del emplazamiento del parque eólico	359
Figura 2.6.48. Gráfico con la sensibilidad de los costes normalizados de la energía eólica Offshore en función de las horas anuales equivalentes de producción de energía y en función de la distancia a la costa.	360
Figura 2.6.49. Gráfico con la evolución prevista de los costes normalizados de la energía eólica Offshore en España en función de la distancia a la costa.	360
Figura 2.6.50. Gráfico comparativo con la evolución de precios medios en USD/MW de aerogeneradores Onshore suministrados en Europa y Estados Unidos respecto a China	361
Figura 2.6.51. Gráfico comparativo con la evolución de precios medios históricos en USD/MW de aerogeneradores Onshore suministrados en Estados Unidos	361
Figura 2.6.52. Gráfico comparativo con la evolución de costes medios en €/MW de aerogeneradores Offshore para el año 2006 y la estimación para el año 2015	362
Figura 2.6.53. Gráfico comparativo con la evolución de costes medios de inversión en €/MW en los parques Offshore instalados entre los años 2001 y 2008 en Europa	362
Figura 2.6.54. Esquema genérico del modelo de la cadena de suministro de aerogeneradores	362
Figura 2.6.55. Tabla comparativa con los pesos medios en % de utilización de los diferentes componentes en un aerogenerador y los % estimados de incremento de precios en cada categoría	363
Figura 2.6.56. Tabla comparativa de diferentes aerogeneradores con los datos de kg/kW y % de peso total en la masa del aerogenerador	365
Figura 2.6.57. Esquema con el modelo General de Costes de Adquisición (TCO: <i>Total Cost of Ownership</i>)	377
Figura 2.6.58. Esquema comparativo de los costes totales de instalación de un parque eólico Offshore	381
Figura 2.6.59. Esquema genérico de configuración de un parque eólico Offshore y su proceso de instalación	382
Figura 2.6.60. Esquema genérico de la estrategia de instalación de aerogeneradores Offshore con puerto de embarque (M), con puerto de pre-montaje (C) y parque eólico (WF)	383
Figura 2.6.61. Esquema genérico de la estrategia de instalación de aerogeneradores Offshore con puerto de pre-montaje (M) y parque eólico (WF)	384
Figura 2.6.62. Esquema genérico de la estrategia de instalación de aerogeneradores Offshore con puerto de pre-montaje (M), barco de instalación en alta mar en el parque eólico (WF)	384
Figura 2.6.63. Tabla con el consumo de energía primaria en kg/kWh para las diferentes fases del ciclo de vida de un aerogenerador Onshore de 1,65 MW	387
Figura 2.6.64. Tabla con el consumo de energía primaria y % de contribución en la vida de un aerogenerador Onshore de 1,65 MW para las fases de fabricación y transporte del mismo	387
Figura 2.6.65. Tabla con el consumo de energía primaria y % de contribución en la vida de un aerogenerador Onshore de 1,65 MW para las fases de fabricación y transporte del mismo	388

Figura 2.6.66. Tabla comparativa del reciclaje de componentes de aerogeneradores en función de la dificultad de reciclaje y efectos sobre el medio ambiente	388
Figura 2.6.67. Tabla resumen de los factores económicos en relación a los apoyos de las administraciones públicas a la energía eólica	392
Figura 2.6.68. Tabla resumen de los factores económicos en relación a los criterios financieros, inversiones, rentabilidad y retorno de inversiones de la energía eólica	393
Figura 2.6.69. Tabla resumen (Parte 1) con un caso tipo con la identificación de los factores económicos y financieros en un modelo de inversión en un parque eólico Onshore	393
Figura 2.6.70. Tabla resumen (Parte 2) con un caso tipo con la identificación de los factores económicos y financieros en un modelo de inversión en un parque eólico Onshore	394
Figura 2.6.71. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos al coste de la energía de un aerogenerador (COE)	395
Figura 2.6.72. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a la Energía Anual Producida (AEP) de un aerogenerador	396
Figura 2.6.73. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos al Factor de Capacidad de un aerogenerador	396
Figura 2.6.74. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a la estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador Onshore	397
Figura 2.6.75. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a la estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador Offshore	398
Figura 2.6.76. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a las inversiones de las instalaciones de energía eólica Onshore	399
Figura 2.6.77. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a las inversiones de las instalaciones de energía eólica Offshore	400
Figura 2.6.78. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica (Parte I)	401
Figura 2.6.79. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica (Parte II)	402
Figura 2.6.80. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros de los costes y precio de la energía eólica	403
Figura 2.6.81. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros de la cadena de suministro global de la energía renovable eólica (Parte I)	404
Figura 2.6.82. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros de la cadena de suministro global de la energía renovable eólica (Parte II)	405
Figura 2.6.83. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Torres)	406
Figura 2.6.84. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Palas)	407
Figura 2.6.85. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Multiplicadora)	408
Figura 2.6.86. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Convertidores de potencia)	408
Figura 2.6.87. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Generador eléctrico)	409
Figura 2.6.88. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Transformador)	410
Figura 2.6.89. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Bastidor principal)	410
Figura 2.6.90. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Sistema de cambio de paso)	411
Figura 2.6.91. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Sistema de freno)	411
Figura 2.6.92. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Carcasa de nacelle)	412
Figura 2.6.93. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Eje principal)	412
Figura 2.6.94. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Conjunto rotor-hub)	413
Figura 2.6.95. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Rodamientos eje principal)	413
Figura 2.6.96. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Sistema de giro)	414
Figura 2.6.97. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Cimentación Onshore)	414
Figura 2.6.98. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Subestructura Offshore)	415
Figura 2.6.99. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador Offshore (Pieza de transición)	416
Figura 2.6.100. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador Offshore (Cable submarino)	416

Figura 2.6.101. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Cimentación Offshore)	417
Figura 2.6.102. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (operaciones de fabricación y montaje: I)	417
Figura 2.6.103. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (operaciones de fabricación y montaje: II)	418
Figura 2.6.104. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Costes de Transporte Onshore)	419
Figura 2.6.105. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Costes de Transporte Offshore)	420
Figura 2.6.106. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Instalación en el emplazamiento del parque eólico Onshore)	421
Figura 2.6.107. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Parte I) (Instalación en el emplazamiento del parque eólico Offshore)	422
Figura 2.6.108. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Parte II) (Instalación en el emplazamiento del parque eólico Offshore)	423
Figura 2.6.109. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a otros factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (aspectos del entorno económico y financiero)	424

CAPÍTULO 3.

Figura 3.1. Gráfico con el acumulado de Capacidad Global Eólica instalada (Periodo hasta 2011)	5
Figura 3.2. Gráfico de la cobertura de energía eléctrica producida en España por medio de generación de tipo eólico, y de la contribución de la eólica a la generación de energías renovables (Año 2011).	5
Figura 3.3. Gráfico de evolución anual de la generación de energía por tecnologías en el periodo 2006-2011 en España	6
Figura 3.4. Acumulado de Capacidad Global Eólica instalada en el periodo 1996-2012	6
Figura 3.5. Capacidad Global Eólica instalada anualmente periodo 1996-2012	7
Figura 3.6. Capacidad Global Eólica instalada por países hasta 2012 –acumulado y año 2012-	8
Figura 3.7. Previsiones de Capacidad eólica global (acumulado en MW) y previsión de crecimiento global anual en porcentaje	9
Figura 3.8. Estimación de Capacidad global anual instalada en MW y crecimiento anual estimado en % para los años 2008 al 2015	9
Figura 3.9. Acumulado de Capacidad Eólica Onshore instalada en España en el periodo 1999-2011	10
Figura 3.10. Capacidad Eólica Onshore instalada anualmente en España (Periodo 2010-2011)	11
Figura 3.11. Los 10 principales fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial en % de cuota de mercado global en MW instalados en el año 2012	12
Figura 3.12. Potencia Eólica Onshore instalada en España por fabricantes de aerogeneradores (En el año 2011 y acumulado total en MW y en %)	13
Figura 3.13. Potencia Eólica Onshore instalada en España por fabricantes de aerogeneradores (En el año 2011 en % y acumulado total en MW y en % hasta el 2011)	13
Figura 3.14. Gráfico del tamaño en potencia de los aerogeneradores instalados en España en 2011	14
Figura 3.15. Gráfico del histórico de aumento de tamaño de diámetro del rotor y potencia de los aerogeneradores	15
Figura 3.15A. Gráfico del histórico de aumento de tamaño de diámetro del rotor y de potencia de los aerogeneradores	15
Figura 3.16. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW)	17
Figura 3.17. Tabla de tendencia del mercado en cuanto a las previsiones de fabricación de aerogeneradores con tecnología <i>Direct Drive</i> (fabricantes, MW/año y porcentaje de mercado global).	19
Figura 3.18. Esquema general de los factores que influyen en un aerogenerador Offshore en relación a las cargas de diseño y a los factores medioambientales del entorno marino	25
Figura 3.19. Mapas comparativos de los recursos de viento en Europa. En el gráfico de la izquierda se muestran los recursos disponibles de viento en tierra (evaluados a 50 metros sobre el nivel de tierra). En el gráfico de la derecha se muestran los recursos disponibles de viento en mar abierto (evaluados a más de 10 kilómetros de la costa y en 5 alturas diferentes sobre el nivel del mar)	27
Figura 3.20. Ejemplo de una configuración eléctrica de conexión de un parque eólico Offshore con sus diferentes sub-sistemas eléctricos para realizar la conexión a la red en tierra	28
Figura 3.20A. Subestación de transformación Offshore en el parque eólico marino (imagen a la izquierda) y un esquema de la cadena de transporte de energía eléctrica hasta la conexión a la red en tierra (imagen a la derecha)	29
Figura 3.21. Instalación de potencia eólica Offshore en el mundo por países en el periodo de los años 2011 al 2012 (Potencia en MW sobre el total eólico instalado)	31
Figura 3.22. Datos de la Instalación de potencia eólica Offshore en Europa en el año 2012 (datos de potencia anual instalada).....	32
Figura 3.23. Datos de la Instalación de potencia eólica Offshore en Europa en el periodo de los años 1993 al 2012 (datos de potencia anual instalada y acumulado anual en MW)	32
Figura 3.24. Datos de la Instalación de potencia eólica Offshore en Europa por países (% de cuota sobre el total y acumulado de MW instalados) en el periodo de los años 1991 al 2012	33
Figura 3.25. Datos del número de aerogeneradores Offshore instalados en Europa hasta 2012 por países (% de cuota sobre el total instalado y número acumulado de aerogeneradores instalados) en el periodo de los años 1991 al 2012	33

Tabla 3.26. Estimaciones de Instalación anual de potencia eólica Offshore en el mundo por regiones en el periodo de los años 2009 al 2017 (Potencia en MW anuales instalados y porcentaje sobre el total mundial de potencia eólica instalada)	34
Figura 3.27. Estimación de previsión de instalación de potencia eólica Offshore en el mundo en el periodo de los años 2011 al 2020 (Potencia anual y acumulado en MW)	35
Tabla 3.28. Estimaciones de Instalación anual de potencia eólica Offshore en el periodo de los años 2008 al 2020 (Potencia en MW anuales globales instalados y número de unidades de aerogeneradores Offshore instaladas por año globalmente)	35
Figura 3.29. Datos de cuota de mercado de aerogeneradores Offshore instalados en Europa en el año 2012 (Izda: en % del total instalado y en nº de MW; Dcha: nº de unidades conectadas y % del total de unidades)	37
Figura 3.30. Datos de cuota de mercado en el acumulado de aerogeneradores Offshore instalados en Europa hasta el año 2012 (Izda: en % del total instalado acumulado y en nº de MW; Dcha: nº de unidades conectadas acumuladas y % del total de unidades)	37
Figura 3.31. Tabla con los principales fabricantes y modelos de aerogeneradores Offshore en fase de producción de serie/preserie y prototipos. Datos hasta 2011	38
Figura 3.32. Estimación del mercado referida a los principales fabricantes de aerogeneradores Offshore y a las fechas estimadas de disponibilidad de nuevos productos certificados	40
Figura 3.33. Estimación del mercado referida a la estimación de los proyectos de nuevos aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes y de las fechas estimadas de lanzamiento	40
Figura 3.34. Datos de la evolución de la potencia media (en MW) instalada en los parques eólicos de aerogeneradores Offshore (Datos desde 1991 hasta 2012)	42
Figura 3.35. Datos de la evolución de la potencia media por aerogenerador Offshore (en MW) instalada en los parques eólicos marinos en el periodo desde 1991 hasta 2012	42
Figura 3.36. Datos de la evolución de la profundidad media de las aguas (en m) y distancia media a la costa (Km.) en los parques eólicos marinos instalados en el periodo desde 1991 hasta 2012	43
Figura 3.37. Datos de la distancia a la costa (en Km.) de los parques eólicos marinos instalados en 2012	44
Figura 3.38. Datos del reparto (en porcentaje sobre el total instalado y en nº de unidades) del tipo de plataforma marina utilizada en la instalación de los parques eólicos marinos instalados en año 2012	44
Figura 3.39. Datos del reparto (en porcentaje sobre el total instalado anual) del tipo de plataforma marina utilizada en la instalación de los parques eólicos marinos instalados en los años 2000, 2005 y 2009	45
Figura 3.40. Datos del reparto acumulado (en porcentaje y en nº de unidades sobre el total instalado anual) del tipo de plataforma marina utilizada en la instalación de los parques eólicos marinos instalados en los años 2000, 2005 y 2009	46
Figura 3.41. Mapa de recurso eólico marino en las costas de España y Portugal (Datos de velocidad de viento en m/s, de potencia en Wm ² y diferentes alturas sobre el nivel del mar)	47
Figura 3.42. Mapa eólico marino con la relación de áreas eólicas marinas y su clasificación para la instalación de parques eólicos marinos en las zonas costeras de España. Datos hasta 2010	48
Figura 3.43. Mapa de recurso eólico: densidad de potencia del viento (W/m ²) en media anual a 80 m de altura sobre el suelo en España	49
Figura 3.44. Relación de proyectos de instalación de parques eólicos marinos en las zonas costeras de España presentados para su aprobación por el Ministerio de Industria. Datos hasta 2010	49
Figura 3.45. Mapa de ubicación de las fases del proyecto ZEFIR de construcción de una plataforma Offshore de ensayos promovido por IREC (Institut de Recerca en Energí de Catalunya)	54
Figura 3.46. Imagen virtual de un nuevo modelo conceptual de aerogenerador Offshore de 10 MW de potencia en fase de desarrollo por la compañía británica ARUP.	56
Figura 3.47. comparativa de la evolución en dimensiones de los aerogeneradores eólicos y una referencia (esquema del extremo derecho) en cuanto a dimensiones del nuevo modelo conceptual de aerogenerador Offshore de 10 MW de potencia de la compañía británica ARUP, en fase de desarrollo actualmente.	56
Figura 3.48. Modelo de prototipo de aerogenerador Offshore conceptual con plataforma flotante de la compañía noruega SWAY, en fase de desarrollo actualmente.	57
Figura 3.49. imagen virtual de un nuevo modelo conceptual de aerogenerador Offshore (concepto NOVA) multi-MW en fase de desarrollo.	57
Figura 3.50. imagen virtual de un nuevo modelo conceptual de aerogenerador Offshore de eje vertical (concepto DeepWind) multi-MW en fase de diseño conceptual.	59
Figura 3.51. Resumen de la asunción de las tendencias futuras en los desarrollos tecnológicos de la energía eólica Onshore y Offshore (características de configuración) en los horizontes temporales 2010, 2020, 2030	67
Figura 3.52. Resumen de las tendencias futuras en los desarrollos tecnológicos de la energía eólica Onshore y Offshore (características generales de rendimiento) en los horizontes temporales 2010, 2020, 2030	67

CAPÍTULO 4.

Figura 4.1. Esquema general de desarrollo de la propuesta metodológica de identificación y selección de los factores fundamentales de la energía eólica	3
Figura 4.2. Ejemplo de modelo de matriz de identificación de factores económicos y financieros de la energía eólica	4
Figura 4.3. Gráfico comparativo con los valores del Coste de Energía anualizado (LCOE) en \$/MWh de diferentes fuentes productoras de energía	5
Figura 4.4. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y del factor de capacidad aerogeneradores Onshore y Offshore	20
Figura 4.5. Matriz (I) de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de disponibilidad de aerogeneradores Onshore y Offshore	25
Figura 4.6. Matriz (II) de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de disponibilidad de aerogeneradores Onshore y Offshore	26

Figura 4.7. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de disponibilidad específicos de aerogeneradores Offshore	29
Figura 4.8. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de fiabilidad aerogeneradores Onshore y Offshore	32
Figura 4.9. Matriz I de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de fiabilidad específicos de aerogeneradores Offshore	35
Figura 4.10. Matriz II de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de fiabilidad específicos de aerogeneradores Offshore	36
Figura 4.11. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de mejora del producto, nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore	40
Figura 4.12. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de mejora del producto, nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore	41
Figura 4.13. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore	46
Figura 4.14. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore	47
Figura 4.15. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore	48
Figura 4.16. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore	49
Figura 4.17. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore	53
Figura 4.18. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore	54
Figura 4.19. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica” de aerogeneradores Offshore	60
Figura 4.20. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica” de aerogeneradores Offshore	61
Figura 4.21. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica” de aerogeneradores Offshore	62
Figura 4.22. Matriz de selección de factores fundamentales legislativos/administrativos: criterios de factores de procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas	66
Figura 4.23. Matriz de selección de factores fundamentales legislativos/administrativos: criterios de factores de procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas	67
Figura 4.24. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: Plazos de implantación a nivel legislativo y administrativo de la energía eólica	69
Figura 4.25. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de Factores y aspectos económicos de la energía eólica	72
Figura 4.26. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de Factores y aspectos económicos de la energía eólica	73
Figura 4.27. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de Factores y aspectos de las competencias legislativas de la energía eólica	75
Figura 4.28. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios Factores y aspectos técnicos y constructivos de la energía eólica	76
Figura 4.29. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de Factores y aspectos medioambientales de la energía eólica	79
Figura 4.30. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica y criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica	82
Figura 4.31. Matriz I de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore	89
Figura 4.32. Matriz II de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore	90
Figura 4.33. Matriz III de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore	91
Figura 4.34. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore y costes de operación y mantenimiento (OPEX-Operation Expenditure) anualizado	93
Figura 4.35. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore y factores generales de reducción del coste de la energía (COE) y para los factores de costes de materias primas	95
Figura 4.36. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y factor de capacidad aerogeneradores Onshore	97
Figura 4.37. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de costes y precio de la energía eólica Onshore	99
Figura 4.38. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica Offshore y criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore ..	102
Figura 4.39. Matriz I de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Offshore	107
Figura 4.40. Matriz II de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Offshore	108

Figura 4.41. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Offshore y costes de operación y mantenimiento (OPEX-Operation Expenditure) anualizado Offshore	111
Figura 4.42. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y factor de capacidad aerogeneradores Offshore	113
Figura 4.43. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de costes y precio de la energía eólica Offshore	114
Figura 4.44. Esquema general con las fases de la propuesta metodológica de reducción de costes de componentes del aerogenerador	118
Figura 4.45. Esquema general de propuesta de composición de equipos multidisciplinares para la generación de ideas de reducción de costes de componentes del aerogenerador	120
Figura 4.46. Esquema general del planteamiento de una propuesta metodológica de desarrollo de reducción de costes de componentes del aerogenerador	121
Figura 4.47. Esquema general del desglose de costes de un sistema con componente de aerogenerador con los diferentes conceptos del mismo y la explotación de cada uno de ellos en sub-fases de costes	121
Figura 4.48. Esquema general del proceso de generación y recopilación de ideas de reducción de costes y de sus diferentes fases como propuesta metodológica	124
Figura 4.49. Esquema general del proceso de generación de ideas y propuestas de reducción de costes en las diferentes áreas de la propuesta metodológica	125
Figura 4.50. Esquema genérico de un modelo de proceso de generación de propuestas de reducción de costes en el área de diseño de producto	126
Figura 4.51. Esquema genérico de un modelo de proceso de generación de propuestas de reducción de costes en el área de diseño de producto con un planteamiento de cambios en el mismo	126
Figura 4.52. Esquema general de un modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de generación de ideas de reducción de costes en el área de fabricación de producto	127
Figura 4.53. Esquema general de un modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de generación de ideas de reducción de costes en el área de fabricación de producto	127
Figura 4.54. Esquema general de un modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de generación de ideas de reducción de costes en el área de cadena de suministro del producto	128
Figura 4.55. Esquema general del modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de identificación de factores de costes y de generación de ideas de reducción de costes	129
Figura 4.56. Esquema general del modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de identificación de los factores de costes	129
Figura 4.57. Esquema general de modelo de diagrama vertical de un desglose de la estructura de costes en % de un componente forjado de aerogenerador	130
Figura 4.58. Esquema general de diferentes tipologías de herramientas estándar aplicables para los programas de reducciones de costes de componentes de aerogeneradores	131
Figura 4.59. Esquema general de diferentes tipologías de herramientas estándar aplicables para cada componente del programa de reducciones de costes de componentes de aerogeneradores	132
Figura 4.60. Esquema general de un modelo de herramienta para la identificación de ahorros y reducciones de costes de componentes de aerogenerador con el desglose de la valoración de los costes de cada propuesta	133
Figura 4.61. Esquema general de un modelo de diagrama vertical con un desglose de las propuestas a valorar para la obtención de reducciones de costes de un componente de aerogenerador	133
Figura 4.62. Esquema general del proceso de validación de las ideas de reducción de costes de la metodología con las diferentes fases de madurez	134
Figura 4.63. Esquema general con un modelo de gráfico del proceso de maduración para la validación de las ideas de reducción de costes de un componente de aerogenerador con las diferentes fases de madurez	134
Figura 4.64. Esquema general de un modelo de seguimiento del plan de captura y consolidación de las propuestas de reducción de costes de un programa, sobre todos los componentes de un aerogenerador completo	135
Figura 4.65. Esquema general de distribuciones temporales de los ahorros obtenidos en el programa de reducción de costes con un horizonte temporal de prototipos, pre-series y series sobre todos los componentes de un aerogenerador completo	136
Figura 4.66. Esquema general con un modelo de plan de detalle con las propuestas de ahorro aprobadas y con los ahorros de coste consolidados, así como con el horizonte temporal de implantación	137
Figura 4.67. Cronograma de implantación inicial de las actividades del proyecto de reducción de costes de un aerogenerador	137
Figura 4.68. Esquema general de un modelo de cronograma de actividades con el plan de implantación de cada propuesta de ahorro	138
Figura 4.69. Montaje en el emplazamiento eólico de una torre metálica de 4 tramos de 78 m e imagen de un aerogenerador Onshore con torre metálica de 78 m y 2 MW	141
Figura 4.70. Tabla resumen con las principales características técnicas de la torre metálica de 78 m y 4 tramos del aerogenerador de 2 MW	142
Figura 4.71. Tabla resumen con las principales características técnicas en cuanto a montaje y transporte de la torre metálica de 78 m y 4 tramos del aerogenerador de 2 MW	143
Figura 4.72. Esquema del organigrama del proyecto de reducción de costes de torres de 78 m de aerogeneradores Onshore con la estructura y el número de recursos asignados	145
Figura 4.73. Tabla de datos dimensionales y pesos de la torre de 78 m y 4 tramos del aerogenerador Onshore de 2 MW	146
Figura 4.74. Esquema general del objetivo del programa reducciones de costes de la torre de 78 m y 4 tramos del aerogenerador Onshore de 2 MW	147

Figura 4.75. Esquema de desglose de costes del caso de desarrollo de reducción de costes de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW	147
Figura 4.76. Esquema genérico del proceso de fabricación de una torre metálica de 78 m de un aerogenerador Onshore de 2 MW	149
Figura 4.77. Esquema genérico del proceso de montaje e instalación de una torre metálica de 78 m y de una nacelle de un aerogenerador Onshore de 2 MW	150
Figura 4.78. Esquema del proceso de fabricación de la torre metálica de 78 m de un aerogenerador Onshore de 2 MW	151
Figura 4.79. Desglose de costes totales de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	152
Figura 4.80. Listado de componentes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW incluidos en el programa de reducción de costes	153
Figura 4.81. Cronograma de actividades del proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW	153
Figura 4.82. Modelo de agenda de reunión utilizada en los talleres de reducción de costes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	154
Figura 4.83. Esquema del desglose de costes de la torre metálica de 78 m con 4 tramos y de los costes de los tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	155
Figura 4.84. Esquema del desglose de costes de la torre metálica de 78 m con 4 tramos y de los costes del proceso de fabricación de un aerogenerador Onshore de 2 MW	156
Figura 4.85. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio de la reducción de peso de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	157
Figura 4.86. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio de la reducción de 4 tramos a 3 tramos de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	158
Figura 4.87. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio de la reducción de chapas metálicas de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	159
Figura 4.88. Resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a cambios de diseño de componentes internos de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	159
Figura 4.89. Resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a cambios de diseño y de materiales de componentes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	160
Figura 4.90. Esquema de propuesta de reducción de costes por medio de la reducción de la inspección de ultrasonidos de chapas de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	161
Figura 4.91. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio del retorno de las lonas protectoras y de los soportes de izado de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	161
Figura 4.92. Resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a procesos de fabricación y montaje de componentes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	163
Figura 4.93. Esquema resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a los procesos de transporte por medio de la reducción a 3 tramos de la torre de 78 m de un aerogenerador Onshore de 2 MW	164
Figura 4.94. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio de la optimización de la localización de la cadena de suministro en España de los principales componentes de la torre de 78 m de un aerogenerador Onshore de 2 MW	165
Figura 4.95. Resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a procesos de cadena de suministro de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW	165
Figura 4.96. Síntesis de las propuestas totales de reducción de costes identificadas y valoradas (izda.), con el desglose de detalle (dcha.) de los ahorros en cada sistema o componente de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW	167
Figura 4.97. Diagrama con el desglose de las propuestas de reducción de costes por áreas, el nuevo coste ajustado propuesto y la definición de un nuevo coste objetivo de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW	168
Figura 4.98. Esquema general del proceso de validación de las ideas de reducción de costes de la metodología con las diferentes fases de madurez aplicado para la reducción de costes de la torre de 78 m	168
Figura 4.99. Diagrama con el desglose de las propuestas finales de reducción de costes por áreas, con el nuevo coste ajustado final propuesto y la definición de un nuevo coste objetivo de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW	169
Figura 4.100. Esquema gráfico del proceso de maduración para la validación de las ideas de reducción de costes en la fase de aprobación de torres de 78 m	170
Figura 4.101. Esquema de la distribución temporal de la implantación de los ahorros validados y aprobados para la torre de 78 m obtenidos en el programa de reducción de costes: ahorros y porcentajes en la fase de prototipos, en la fase pre-series y en la fase de serie	171
Figura 4.102. Esquema de detalle con el resumen de propuestas de reducción de costes aprobadas para el área de cadena de suministro y con los ahorros de coste consolidados, así como con el horizonte temporal de implantación	172
Figura 4.103. Cronograma de implantación inicial de las actividades del proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m.	173
Figura 4.104. Cronograma de implantación de detalle de las propuestas de reducción de costes de la torre de 78 m una vez aprobadas y validadas	173

CAPÍTULO 5.

Figura 5.1. Modelo de matriz de propuestas de desarrollo y de mejoras de factores de la energía eólica	10
--	----

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN.

1.1. INTRODUCCIÓN.

La presente tesis doctoral cuyo título es “[La energía renovable eólica: factores fundamentales que condicionan su desarrollo e implantación relativos a la factibilidad técnica, legislativa y económica](#)”, se plantea dentro del contexto de temas de actualidad a nivel nacional e internacional como son el cambio climático, el calentamiento global, los modelos energéticos sostenibles y el desarrollo e implantación de las energías renovables entre otros.

El alcance de la presente tesis doctoral se enmarca dentro del área de las energías renovables y específicamente en el sector de la energía eólica en los tipos y clases de aerogeneradores Onshore y Offshore de eje horizontal con potencias mayores de 100 kW.

La implantación de las energías renovables de tipo eólico en España, y en el mundo en general, aunque han sido y están siendo desarrolladas de manera importante, encuentran determinados factores tanto de índole técnica como legislativos y de rentabilidad económico financiera que a su vez se transforman en barreras que les impiden poder ser desarrolladas e implantadas de manera generalizada en todos los campos (García Ortega, J.L., 2009):

- Energía eólica Onshore: en algunos casos y modelos.
- Energía eólica Offshore.

En concreto en el caso de la energía eólica Onshore, en algunos casos específicos a medida que se han utilizado los emplazamientos con mejores recursos de viento, solo van quedando disponibles los emplazamientos en zonas urbanas, zonas protegidas, etc., los cuales presentan muchas dificultades de tipo administrativo para la instalación (Deloitte y AEE, 2010). Asimismo los nuevos modelos de aerogeneradores con tecnología de última generación también están sujetos a estos factores administrativos así como a los factores de tipo económico, legislativo y social (APPA, 2009 y BOE: Real Decreto 1955/2000).

La energía eólica en España se encuentra desarrollada e implantada de manera muy relevante, y en el caso de energía eólica Onshore (aerogeneradores en tierra) actualmente es el cuarto país del mundo en potencia total instalada en el año 2012 con 22796 MW (GWEC, 2012). No obstante existen muchos factores y aspectos de tipo técnico, legislativo y económico que pueden ser mejorados y optimizados con objeto de favorecer en mayor medida la expansión continua y futura de la energía eólica Onshore y Offshore a otras regiones y emplazamientos que en la actualidad no disponen de parques eólicos, tanto en España como en el resto del mundo.

En el caso de la energía eólica con aerogeneradores Offshore (instalados en emplazamientos marinos) la situación actual en España es que existe una legislación vigente (Real Decreto RD 1028/2007, BOE) que establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, regula las primas de las tarifas y el precio en euros kW/h a remunerar para la producción de electricidad por medio de energía eólica marina Offshore (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: www.mityc.es), así como la definición en el año 2009 del mapa eólico marino Offshore con la clasificación de las zonas donde está permitido promover e instalar parques eólicos marinos por medio del citado RD 1028/2007.

Sin embargo hasta la fecha en España hasta el año 2012 no hay ningún MW de energía eólica Offshore instalado, ya que no se ha llevado a cabo la construcción, instalación y explotación de ningún parque eólico marino Offshore debido a barreras de tipo administrativas, legislativas y de impacto social, así como al elevado coste de la inversión de capital necesario. Los factores administrativos, las competencias regionales en la fase de autorizaciones, los estudios de impacto ambiental, los condicionantes sociales, y los factores económicos en cuanto a costes de instalación y de inversión a llevar a cabo, influyen en la toma de decisiones y en el desarrollo y grado de implantación de la energía eólica Offshore en España (J.Moccia, 2010).

Como objetivo fundamental de la investigación de la tesis se plantean las metas de investigar, estudiar, evaluar, analizar, identificar y seleccionar los factores fundamentales que afectan al desarrollo e

implantación continua y sostenida en el tiempo de las energías renovables de tipo eólico en España y en el mundo en general.

Las mencionadas barreras (de tipo técnico, legislativo, administrativo y económico entre otros) dificultan que las energías renovables de tipo eólico (en especial las del tipo Offshore), no solo tengan dificultades para su desarrollo e implantación generalizada y sostenida en el tiempo, sino que además se ralentiza su contribución de una manera más significativa y creciente al PIB (Producto Interior Bruto), tanto regional como nacional en el caso de España, a la consiguiente generación de nuevos empleos cualificados (especialmente en los casos de la energía eólica Offshore) y a la consolidación de un sector industrial como el eólico, así como al desarrollo de las tecnologías asociadas a los sistemas de energías renovables eólicas (AEE, 2010, 2011 y Make Consulting, 2010 y 2011) como por ejemplo: centros de fabricación de componentes, promoción de energías renovables de tipo eólico, clusters de empresas eólicas, centros y departamentos de diseño y desarrollo, centros investigación sectoriales, empresas de servicios y de mantenimiento del sector, etc.

Con objeto de alcanzar el objetivo planteado, la presente tesis doctoral se desarrolla a través de una serie de procesos de investigación y de revisión bibliográfica del estado de la cuestión que incluyen aspectos tales como el de definir un mapa o matriz de los *factores fundamentales* en las diferentes áreas técnica, legislativa y económica, los cuales se constituyen en los componentes que influyen de manera fundamental en el desarrollo e implantación continua y sostenida en el tiempo de las energías renovables eólicas en España y en el mundo en general.

Como consecuencia de la selección de los citados *factores fundamentales*, y como parte de futuros trabajos de investigación sobre el tema, se pueden plantear y elaborar potencialmente unas propuestas de plan de actuación de detalle y de mejora para cada uno de los citados *factores fundamentales*, que impliquen la mitigación o superación de las barreras identificadas en el desarrollo e implantación de las energías renovables de tipo eólico. A partir de los planes de actuación de detalle y mejora planteados es necesario validar cada uno de los mismos de forma objetiva, evaluar y definir el impacto de cada plan en los factores de tipo técnico, legislativo y económico. A partir de los resultados obtenidos se podrá plantear la implementación y ejecución física y real de los planes de actuación de detalle o alternatively desarrollar las líneas de investigación que se aportan como conclusión de la tesis doctoral para ser desarrolladas en profundidad, bien en futuras tesis o en estudios de investigación específicos sobre el tema.

En el apartado sobre el método de trabajo e investigación se describen en detalle las diferentes fases de la investigación, el método de investigación utilizado, las herramientas utilizadas en cada fase así como los resultados de salida previstos a obtener en cada proceso, los cuales sirven de base de partida para la siguiente fase de investigación.

La propuesta metodológica presentada en la tesis de selección de los factores fundamentales de la energía eólica en aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore, por medio de una metodología estructurada y basada en la bibliografía referenciada así como en los datos sectoriales, permite por medio de la utilización de unos de criterios de selección específicos focalizar en detalle las claves de influencia de la energía eólica. Sin pretender ser una propuesta exhaustiva, los factores fundamentales seleccionados se constituyen en la clave analítica de los modelos de aerogenerador de eje horizontal como punto de partida para poder contribuir a futuros trabajos de optimización y planes de desarrollo de cada factor, con objeto de poder obtener un incremento de la competitividad de la energía eólica frente a las fuentes de energía convencionales.

1.2. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.

El planteamiento y la justificación del tema a desarrollar en la tesis doctoral se describen en el presente apartado y según la estructura de los siguientes puntos:

- Definición del tema de investigación.
- Justificación del estudio del tema de investigación.

Definición del tema de investigación.

La implantación de las energías renovables de tipo eólico en España (y en el resto del mundo), aunque han sido y están siendo desarrolladas de manera significativa, encuentran determinados factores tanto de índole técnica así como factores legislativos y de rentabilidad económico financiera, que a su vez se transforman en barreras que les impiden poder ser desarrolladas e implantadas de manera generalizada y continuada en todos los campos (García Ortega, J.L., 2009):

- Energía eólica Onshore: en algunos casos específicos a medida que se han utilizado los emplazamientos con mejores recursos de viento, solo van quedando disponibles los emplazamientos en zonas urbanas, zonas protegidas, etc., los cuales presentan muchas dificultades de tipo administrativo para la instalación (Deloitte y AEE). Asimismo los nuevos modelos de aerogeneradores con tecnología de última generación también están sujetos a estos factores administrativos así como a los factores de tipo económico y social (APPA, 2009 y BOE: Real Decreto 1955/2000).
- Energía eólica Offshore: En el año 2012 se instalaron en todo el mundo 1292,6 MW nuevos correspondientes a aerogeneradores Offshore montados en parques marinos de Reino Unido, Dinamarca, Bélgica, Alemania, China y Japón (GWEC, 2012). Esto ha supuesto un incremento del 32% en MW Offshore instalados respecto a los datos del año 2011. El acumulado de potencia Offshore instalada en el global mundial hasta el final del año 2012, con aerogeneradores instalados y conectados a la red, contabiliza un total de 5410 MW, en parques eólicos Offshore y en 12 países de los cuales 10 son europeos (GWEC; EWEA; Gordon E. y Blanchard L.). En lo relativo a España, el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio (BOE, 2007), establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: www.mityc.es). Sin embargo la realidad a fecha del año 2013 es que todavía no se ha tramitado la instalación de ningún parque eólico Offshore en las costas territoriales de España. Los factores administrativos, las competencias regionales en la fase de autorizaciones, los estudios de impacto ambiental, los condicionantes sociales, y los factores económicos en cuanto a costes de instalación y de inversión a llevar a cabo, influyen en la toma de decisiones y en el desarrollo y grado de implantación de la energía eólica Offshore en España (J.Moccia).

Las mencionadas barreras (de tipo técnico, legislativo, administrativo y económico entre otros) dificultan que las energías renovables de tipo eólico (en especial las del tipo Offshore), no solo tengan dificultades para su desarrollo e implantación generalizada, sino que además se ralentiza su contribución de una manera más significativa y estable al PIB (Producto Interior Bruto) tanto regional como nacional de los diferentes países, a la consiguiente generación de empleos cualificados (especialmente en los casos de la energía eólica Offshore) y a la consolidación de un sector industrial eólico así como al desarrollo de las tecnologías asociadas a los sistemas de energías renovables eólicas (AEE y Make Consulting): centros de fabricación de componentes, promoción de energías renovables de tipo eólico, clusters de empresas eólicas, centros y departamentos de diseño y desarrollo, centros de investigación sectoriales, empresas de servicios y de mantenimiento del sector, etc..

Justificación del estudio del tema de investigación.

Partiendo de la hipótesis planteada en la definición del tema de investigación, la investigación de esta tesis doctoral se centrará en las energías renovables de tipo eólico en sus diferentes tipos (energía eólica Onshore y energía eólica Offshore con aerogeneradores con potencia mayor de 100 kW) y en su instalación en España y en el resto del mundo.

En cuanto al tema central de la investigación, éste se centrará en estudiar, investigar, evaluar, analizar y determinar cuáles son las barreras y los factores de influencia fundamentales desde el punto de vista técnico, legislativo y administrativo, así como desde el punto de vista económico-financiero que condicionan, dificultan, ralentizan o impiden el desarrollo en todo su potencial y la implantación continuada en el tiempo de las energías renovables de tipo eólico en España y en el resto del mundo de forma general.

En cuanto a la justificación del estudio del tema de investigación en la actualidad el tema de las energías renovables es un asunto de actualidad debido, entre otros motivos, al cambio climático, al calentamiento de la atmósfera debido a la emisiones de CO₂, al cambio de tendencia en las políticas de los estados en relación a las energías renovables (Protocolos de Montreal, de Kyoto, conferencias de Copenhague y Doha, y los futuros acuerdos que se alcancen en la presente década) y al potencial que representan en cuanto a creación de empleo y desarrollo de las industrias del sector de las energías renovables, siendo de entre todas ellas la energía eólica la que mayor porcentaje de contribución presenta dentro del reparto o *mix* de distribución energética de las energías renovables, tanto en España como en el resto de países europeos (IEA; REN21; CNE, 2007) .

El aumento de la población, el crecimiento medio continuado del consumo energético a nivel mundial y en particular en los países desarrollados, así como los compromisos adquiridos por los principales países para cumplir los objetivos de alcanzar la meta de que un 20% de la energía primaria consumida sea de origen renovable en el año 2020 (IEA, 2010; IDAE, 2010; Protocolo de Kyoto, 1997), hacen que un desarrollo todavía mayor de la energía eólica deba ser llevado a cabo como parte de la contribución a realizar al reparto o *mix* energético renovable.

Como parte de la obtención de los objetivos de este proceso, es un requisito fundamental el desarrollo continuado de la energía eólica (tanto en su versión Onshore como en su versión Offshore) por medio de la instalación adicional de MW eólicos (De Juana Sardón J.; IDAE). Para ello diferentes entes sectoriales y supranacionales recomiendan llevar a cabo una serie de iniciativas de mejora en el sector eólico tales como las siguientes:

- Adecuación del marco regulatorio y de la legislación vigente y futura a los ciclos económicos, y al mantenimiento e incremento del sector eólico tanto en nuevos MW instalados, en empleos directos e indirectos, así como en la contribución directa e indirecta del sector eólico al producto interior bruto PIB de cada país (AEE; APPA; EWEA).
- Desarrollo de nuevas tecnologías de producto relativas a nuevos aerogeneradores con unos menores costes de producción de energía (COE), que permitan su instalación en nuevos emplazamientos con menor recurso eólico, re-potenciación de parques eólicos ya instalados, instalación de aerogeneradores en emplazamientos marinos y alcanzar como objetivo la paridad de costes competitiva con otras fuentes de energía convencionales (Gagliardi F; IEA; Chandler - EWEA).
- Soporte público y privado a las Inversiones en I+D+I en el sector eólico tanto en la creación de centros de excelencia en diseño e investigación eólica como en la implantación de una base industrial manufacturera que aporte valor añadido a las inversiones realizadas (CENER; Menéndez Perez; Commission of the European Communities)

Sin embargo existen las barreras anteriormente mencionadas que posicionan al sector de las energías renovables (y en nuestro caso particular las de tipo eólico) en una situación de debilidad ante cambios o variaciones significativas en escenarios legislativos y/o económicos, como los que existen actualmente y en el futuro inmediato, algunos de los cuales se indican a continuación:

- Situación actual de la legislación y fluctuaciones de los valores de las ayudas públicas o primas en España (la cuantía de la asignación de las primas de la energía eléctrica producida por medio de fuentes de energía renovables eólicas) (AEE y CNE): RD 661/2007.
- La planificación a largo plazo de las primas de la energía eólica Onshore y Offshore en la legislación específica en España se lleva a cabo mediante un límite de MW a instalar en tierra según lo definido en el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 (IDAE, 2005), el nuevo Plan de Acción Nacional para las Energías Renovables 2011-2020 (IDAE, 2011) y el Plan de Acción 2008-2012 de

ahorro y eficiencia energética, aprobado por el Gobierno español en julio de 2007: en el caso de la energía eólica se establece un límite máximo de 1700 MW anuales a instalar hasta el año 2012 con remuneración de primas, lo cual según los representantes del sector en España (AEE) implica no poder desarrollar la industria eólica en España más allá de la capacidad existente actualmente.

- Sistema de Pre-registro implantado en España con el Real Decreto RD 6/2009 (Registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial): implica una inscripción previa en el ministerio de industria mediante un control de las inscripciones de los proyectos de parques eólicos Onshore a instalar. En la práctica va a suponer una ralentización del número de instalaciones eólicas según indican los representantes del sector en España (AEE).
- Datos de MW instalados en 2012 en España: 1122 MW, respecto a los 2459 MW instalados en el año 2009 (GWEC y AEE) lo que implica una disminución muy relevante en la evolución de la energía eólica Onshore instalada en España respecto a los años anteriores.
- Energía eólica Offshore (Real Decreto RD 1028/2007): hasta el año 2013 en España no hay ningún MW de energía eólica Offshore instalado, ya que no se ha llevado a cabo la construcción, instalación y explotación de ningún parque eólico marino Offshore debido a los condicionantes de la actual legislación en vigor (RD 1028/2007) y a los trámites de tipo administrativo, los factores económicos de la inversión de capital y al impacto social de la instalación en debate actualmente.
- Los permisos de autorización de las instalaciones eólicas y su puesta en marcha asociados a la legislación vigente en España (BOE: Real Decreto 1955/2000).
- Variaciones del precio del petróleo y de la demanda global del mismo (IEA).
- Financiación y condiciones de los créditos bancarios en la adquisición y la promoción de instalaciones de sistemas y equipos renovables eólicos (parques eólicos en tierra y en el mar).
- Estado actual de la técnica de los sistemas productores de energías renovables de tipo eólico y el grado de avance con nuevas tecnologías, mejoras del rendimiento actual, etc.
- Limitación de las zonas donde se autoriza la explotación de parques eólicos Offshore y Onshore según la legislación vigente (BOE, 2007).
- Zonas de recurso eólico de mayor rendimiento ya en explotación según el mapa de recurso eólico en España (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: www.mityc.es y IDAE).
- Falta de autorizaciones para la construcción de parques eólicos marinos (Offshore) en España.
- Globalización de los mercados de los promotores eólicos y productores de energía renovable de tipo eólico (AEE; Make Consulting; AWEA y EWEA).
- Globalización de la cadena de suministro del sector eólico: componentes, sistemas productores de energías renovables de tipo eólico, instalación y explotación de los sistemas renovables de tipo eólico, etc. (Make Consulting y BTM Consult).

El conjunto de factores actuales que afectan a desarrollo de la energía eólica, tanto Onshore como Offshore, descritos anteriormente, así como la propia situación económica mundial en términos de dependencia energética exterior de los diferentes países (en el caso de España con más del 80% de dependencia de fuentes de suministro exterior), las constantes fluctuaciones del precio del petróleo debido a la inestabilidad política y económica de los países productores, y a la situación global financiera hacen necesaria una nueva reflexión sobre el papel a asignar a las fuentes de energías renovables y a su desarrollo (GWEC).

En base a esta situación global y particular en España, el lograr disponer de una visión global de la identificación de los principales factores y resortes para poder potenciar el desarrollo e implantación de la energía renovable eólica en el presente entorno global, así como en el entorno previsto para los próximos años, son en los que se basa el interés del autor en la investigación y elaboración de la presente tesis doctoral.

1.3. OBJETIVOS.

La implantación de las energías renovables de tipo eólico en España (y en el resto de países en general), aunque han sido y están siendo desarrollada de manera importante en el sector eólico Onshore, encuentra determinados factores tanto de índole técnica como legislativos y de rentabilidad económico-financiera que a su vez se transforman en barreras que les impiden poder ser desarrolladas e implantadas de manera generalizada en todos los campos (energía eólica Offshore, algunos modelos de la energía eólica Onshore).

Con la realización de la presente tesis doctoral se plantea, para el caso específico de los aerogeneradores eólicos, llevar a cabo una propuesta metodológica para la identificación y selección de los principales factores fundamentales y de la identificación de las principales barreras tanto en sus aspectos técnicos, legislativos y administrativos, así como económicos y financieros que afectan al desarrollo e implantación de la energía renovable eólica. Adicionalmente se plantea como objetivo la identificación de las sinergias e influencia mutua de los citados factores así como los efectos asociados que conllevan. Mediante los resultados de la investigación se pretende proporcionar conocimiento y visibilidad sobre cuáles son los principales factores fundamentales y las principales barreras (y las áreas en las que se encuadran) que obstaculizan y retrasan el desarrollo e implantación generalizada en el tiempo de las energías renovables de tipo eólico, de manera particular en España y en el resto de países en general.

El alcance de la tesis doctoral y por lo tanto el de la investigación se centrará en los siguientes sistemas de fuentes de energía renovable de tipo eólico:

- Energía Eólica Onshore (aerogeneradores instalados en tierra).
- Energía Eólica Offshore (aerogeneradores instalados en el mar).
- Aerogeneradores del tipo de eje horizontal (HAWT: *Horizontal Axis Wind Turbine*).
- Aerogeneradores de potencia mayor de 100 kW.

Se excluyen del alcance de la investigación de la tesis doctoral el resto de energías renovables eólicas no citadas en el alcance anterior (Aerogeneradores de potencia menor de 100 kW considerados como mini-eólica por EWEA, Aerogeneradores del tipo de eje vertical (VAWT: *Vertical Axis Wind Turbine*), etc.), debido a la limitación tanto en cuanto a la complejidad del estudio técnico como a la extensión que ello supondría al tratarse del formato de una tesis doctoral. El ámbito del estudio de la tesis doctoral se centra de manera fundamental en las energías renovables de tipo eólico y en su instalación preferentemente en España en sus diferentes tipos (energía eólica Onshore y energía eólica Offshore con aerogeneradores con potencia mayor de 100 kW), tomándose como referencia para los casos de estudio (“*Case Study*”) siempre que sea aplicable, y de forma general al resto del mundo, siendo la Unión Europea la región de referencia en cuanto a legislación y normativas de carácter supranacional.

En cuanto al tema central de la investigación, éste se focalizará en estudiar, investigar, evaluar, analizar y determinar cuáles son las barreras y los factores de influencia fundamentales desde el punto de vista técnico, legislativo y administrativo, y económico-financiero que condicionan, dificultan, ralentizan o impiden el desarrollo en todo su potencial y la implantación continuada en el tiempo de las energías renovables de tipo eólico en España y en el resto del mundo de forma general.

Con objeto de poder alcanzar el mencionado objetivo principal de seleccionar los factores fundamentales de la energía eólica, es preciso conseguir una serie de objetivos secundarios específicos para poder disponer de la necesaria información para el desarrollo de la investigación y de la conclusión de la tesis. Estos objetivos secundarios se indican a continuación:

- Revisión bibliográfica general de la energía eólica.
- Evaluación general de la evolución histórica reciente de la energía eólica Onshore y Offshore.
- Conceptos generales de la energía eólica y tipologías de los aerogeneradores eólicos.
- Identificación de las principales características de los aerogeneradores eólicos desde el punto de vista técnico, legislativo y económico-financiero.

- Análisis y situación del mercado de aerogeneradores eólicos a nivel mundial (Onshore y Offshore), evaluación de los principales fabricantes y de la gama de producto actualmente disponible, tipologías de los nuevos modelos a comercializar, tendencias del mercado y del producto, nuevos desarrollos en curso de aerogeneradores eólicos.
- Definición de una metodología de selección de los principales factores fundamentales que influyen en el desarrollo e implantación de la energía eólica.
- Recopilar información de fuentes acreditadas en el sector eólico y en la bibliografía especializada para poder valorar la influencia y contribución de los factores fundamentales en el desarrollo de la energía eólica.
- Elaborar una síntesis temática sobre los factores fundamentales de la energía eólica y las influencias mutuas entre los diferentes factores, los cuales ejercen una contribución en su desarrollo e implantación.

El objetivo del estudio de la tesis doctoral se describe a continuación y se subdivide en varias fases, las cuales presentan unos resultados de salida que sirven de base de partida para la fase de la propuesta metodológica de selección de factores fundamentales de la energía eólica.

El tema objetivo de la presente tesis doctoral se centrará en primer lugar en actualizar el estado de la cuestión relativo al desarrollo e implantación de las energías renovables de tipo eólico desde el punto de vista de la tecnología disponible en la actualidad y la que se encuentra en fase de desarrollo (se realizará sobre los sistemas de fuentes de energía renovable incluidos en el alcance de la tesis doctoral).

En segundo lugar se pretenden identificar los principales factores en las diferentes áreas dentro del alcance de la tesis (áreas técnica, legislativa y administrativa, económica y financiera) que afectan y condicionan el desarrollo e implantación de los diferentes tipos de energías renovables eólicas en el entorno de España y en el resto del mundo en general.

Partiendo de los principales factores identificados en los capítulos de la revisión bibliográfica, se procede a presentar una propuesta metodológica de identificación y selección de factores fundamentales de la energía eólica. En la citada propuesta metodológica, por medio de criterios de selección previamente definidos y basados en las necesidades de desarrollo del sector eólico y en la bibliografía referenciada, se procede a llevar a cabo una selección de factores fundamentales de la energía eólica presentados de forma matricial y estructurada para facilitar su evaluación y visibilidad. A través de dichos factores fundamentales se identifican a su vez las barreras que influyen en el desarrollo e implantación de las energías renovables de tipo eólico.

Como síntesis general del objetivo a alcanzar con la presente tesis doctoral y en relación al desarrollo e implantación de las energías renovables de tipo eólico se citan los siguientes aspectos:

- Relación general de los factores de influencia fundamentales seleccionados en cada tipo de energía renovable eólica investigado y en cada área de alcance de la tesis (técnica, legislativa y económica).
- Identificación y síntesis de los factores fundamentales en cada área alcance de la tesis y tipo de energía renovable eólica, en la que estos factores fundamentales seleccionados serían los elementos que determinan los umbrales de factibilidad técnica y viabilidad económico-financiera en un escenario determinado (real o teórico).
- Identificación y determinación objetiva de las principales barreras que ralentizan y obstaculizan el desarrollo e implantación de las energías renovables de tipo eólico en España y en el mundo en general: las cuales han sido identificadas a su vez a través de los factores fundamentales.
- Definición específica de un caso de estudio, con su plan de actuación de detalle en uno de los citados factores fundamentales con el objeto de conseguir la superación o mitigación de las diferentes barreras tanto técnicas como administrativas o económicas para el desarrollo e implantación de las energías renovables de tipo eólico. En cada una de las propuestas o planes a desarrollar en cada caso de estudio, como modelo se llevará a cabo el planteamiento siguiente:
 - Áreas sobre las que aplicar los planes de actuación y mejora sobre un factor determinado:
 - Área técnica de producto: nuevas tecnologías de productos y sistemas eólicos.

- Área de mejora de producto de las energías renovables de tipo eólico: mejoras de los diseños actuales.
 - Área de Costes de producto.
 - Área de Cadena de suministro.
 - Área de Legislación aplicable a las energías renovables de tipo eólico.
 - Área de Factores económico-financieros que influyen, condicionan y determinan la viabilidad de las energías renovables de tipo eólico.
 - Nuevos sectores y áreas de aplicación de las energías renovables de tipo eólico.
- Aplicación de herramientas de mejora a emplear para conseguir los objetivos de cada plan. Se seleccionarán las más relevantes utilizadas en diferentes sectores de actividad (VA/VE análisis de valor, *Lean Manufacturing*, 6 Sigma, *Design to Cost*, DFMA, FMEA, etc.).
 - Definir una serie de medidas para cada área de los planes de mejora (cuantitativas y específicas) a desarrollar y llevar a cabo tanto en el ámbito de la empresa privada como por los entes públicos.
 - Obtención mediante cálculos objetivos y estimaciones (donde sea necesario) del valor mejorado del parámetro en cuestión, después de aplicar el plan de actuación y mejora en cada *factor director clave*.
 - Análisis, evaluación y cuantificación del impacto de cada uno de los planes de actuación de detalle en cada uno de los factores fundamentales para potenciar las correspondientes acciones de mejora.
 - Validación objetiva de cada uno de los planes de mejora propuestos.

De todo lo anterior se puede concluir que el objetivo planteado en esta tesis doctoral es definir un mapa de los factores fundamentales de la energía eólica dentro del alcance de la tesis (que influyen de manera fundamental el desarrollo e implantación continuada en el tiempo de las energías renovables eólicas en España), seleccionando aquellos factores que son más críticos en función de los criterios de selección establecidos. Los criterios de selección que se han definido se desarrollan en un capítulo específico y tendrán en cuenta los aspectos técnicos, legislativos, administrativos, económicos y financieros de la energía eólica en cuanto a obtener, entre otros aspectos, el objetivo de la paridad de costes con otras fuentes de energías convencionales, reducir los trámites administrativos de la implantación de los parques eólicos, propuestas de mejora o modificaciones de legislación y el desarrollo de la técnica para poder contribuir a una mayor eficiencia y rendimiento de los aerogeneradores, para con todo ello incrementar la competitividad de la energía eólica.

En la Figura 1.2. se adjunta un esquema genérico con las áreas de investigación objeto del alcance de la investigación en la tesis en el sector eólico, así como un esquema sintético de los flujos de potenciales propuestas de trabajo a investigar en el futuro (como son los planes de actuación y mejora continua sobre los factores identificados y su futura implantación). La metodología a seguir en la fase de investigación se describe en detalle en el apartado 1.4., así como el método de trabajo e investigación utilizado, las herramientas utilizadas en cada fase así como los resultados previstos a obtener.

ESQUEMA GENERAL DE INVESTIGACION DE LA TESIS DOCTORAL

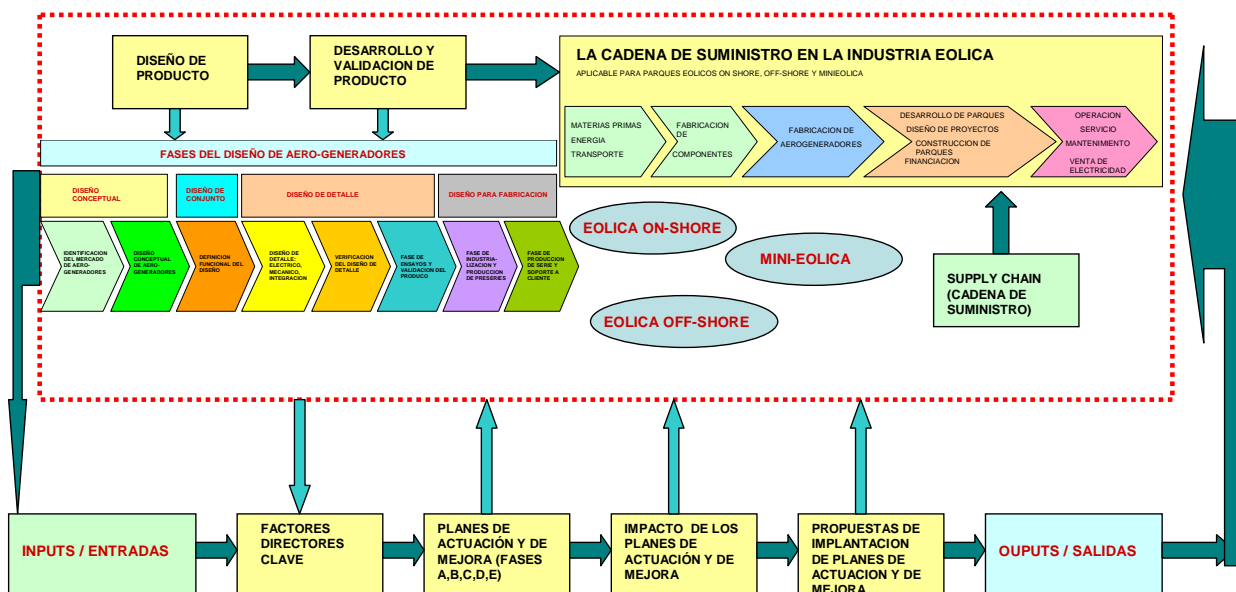


Figura 1.2. Esquema general de las áreas de investigación de la tesis doctoral (alcance y áreas de investigación). Elaboración propia.

Por último otro de los grandes objetivos de la tesis doctoral será el poder confirmar la hipótesis de partida respecto a que hay que hay un gran campo de actuación para poder continuar e impulsar el desarrollo e implantación continuada en el tiempo en España, y en el resto de países, de los diferentes tipos de energía renovable eólica (especialmente la eólica Offshore) y poder superar las barreras técnicas, legislativas y económicas que las ralentizan y retrasan. Además con la identificación de las citadas barreras (muchas de la cuales son conocidas), hay que plantear planes de actuación de detalle, los cuales, si se llevan a cabo pueden generar grandes beneficios para España y para otros países, donde se parte ya de una infraestructura técnica y de recursos técnicamente cualificados en el sector eólico como para obtener un impulso mucho mayor tanto económico como social.

Todos los datos utilizados en la tesis doctoral deben proceder de fuentes oficiales y fiables para poder validar la hipótesis de partida y los resultados finales obtenidos. De esta manera se podrá ofrecer una evidencia científica (con datos, cálculos y estadísticas) para poder respaldar y validar las conclusiones finales de la tesis doctoral.

Como líneas de estudio e investigación alternativas para la realización de futuros trabajos de investigación, está el plantear propuestas de optimización y mejora de los citados factores fundamentales seleccionados y a las barreras identificadas, por medio de la definición e implantación de planes de acción de detalle y de mejora continua, así como el proponer líneas de investigación alternativas para poder mitigar o eliminar las citadas barreras en la implantación de los sistemas de energía eólica y de este modo potenciar la mejora en el desarrollo e implantación de las energías renovables de tipo eólico en todas sus variantes en España y en el resto del mundo en general. Los mencionados planes de acción y de mejora deberán presentar de forma cuantitativa y cualitativa los umbrales de factibilidad técnica y de rentabilidad económica de los sistemas de energías renovables de tipo eólico (en España en particular y en el mundo en general) y que a su vez puedan servir de modelo de análisis, modelo de mejora y modelo de implantación para otras regiones y países). Las mencionadas líneas alternativas de investigación se describen de forma más específica y en detalle en el Capítulo 5 de Conclusiones, aportaciones y nuevas líneas de investigación.

Como parte de futuras líneas de investigación se pueden presentar potencialmente, a través de los factores fundamentales seleccionados, como punto de partida el desarrollo de propuestas de líneas de actuación y mejora sobre cada factor fundamental, en función de los aspectos siguientes:

- Factores fundamentales sobre los que se propone plantear un plan de actuación de detalle que implique, como objetivo, la superación o mitigación de las diferentes barreras tanto técnicas como administrativas o económicas.
- Factores fundamentales sobre los que se van a plantear líneas de investigación con futuros trabajos o publicaciones de investigación sobre el tema.
- Evaluación y cuantificación del impacto: como un planteamiento a desarrollar en posteriores trabajos de investigación de cada uno de los factores fundamentales (y sus correspondientes planes de actuación y mejora aplicados sobre cada uno de ellos), se plantea la posibilidad de llevar a cabo un estudio detallado sobre el impacto de cada factor sobre aspectos tanto del entorno técnico como sobre el legislativo y económico:
 - PIB (Producto interior Bruto) de España.
 - Generación de nuevos puestos de trabajo en el sector de las energías renovables de tipo eólico.
 - Desarrollo de la tecnología de los sistemas de energías renovables de tipo eólico y las implicaciones correspondientes tanto a nivel de diseño como de producción de aerogeneradores:
 - Centros de fabricación de componentes.
 - Promoción de instalaciones de energías renovables de tipo eólico.
 - *Clusters* o grupos de empresas de tecnología.
 - Departamentos de diseño y desarrollo.
 - Centros investigación del sector eólico.
 - Consultoras especializadas en el sector: diseño de producto, servicios, etc.
 - Mantenimiento de instalaciones de sistemas de energías renovables de tipo eólico.
 - Impacto económico en la economía regional y nacional: con la creación de empresas del sector eólico y en el área pública con el impacto en el aspecto recaudatorio (IVA, altas de empleo en la seguridad social, IRPF de los nuevos empleos, etc.).
 - Legislación que afecta a las energías renovables de tipo eólico: subvenciones a las instalaciones y primas a la producción de energía eléctrica por medios renovables eólicos, propuestas de líneas de investigación para la mejora o modificación de aspectos legislativos relacionados con los factores directores clave.

1.4. MÉTODO DE TRABAJO E INVESTIGACIÓN.

El procedimiento de trabajo e investigación definido para la elaboración de la presente tesis doctoral tiene por objeto el poder aportar datos basados en la bibliografía de referencia, en la información específica del sector eólico y en fuentes de información contrastadas que han sido previamente seleccionadas, así como definir la metodología que proporcione los datos para la identificación y la selección de los factores fundamentales de la energía eólica. El objetivo de la investigación, como se ha definido previamente, es el de seleccionar los factores fundamentales así como identificar las barreras y factores múltiples que dificultan y ralentizan la implantación de las energías renovables de tipo eólico en España (y en el resto de países en general) en sus tipologías de energía eólica Onshore y energía eólica Offshore.

El procedimiento de investigación de la presente tesis doctoral así como la metodología utilizada de manera secuencial se sintetizan de manera esquemática en los puntos siguientes (ver Figura 1.3. con esquema general):

- Planteamiento y justificación del tema de investigación.
- Establecimiento y definición de objetivos de la investigación.
- Revisión bibliográfica.
- Identificación general de los principales factores de la energía eólica (Factores técnicos, legislativos y económicos).
- Propuesta de metodología de selección de los factores fundamentales de la energía eólica.
- Conclusiones.

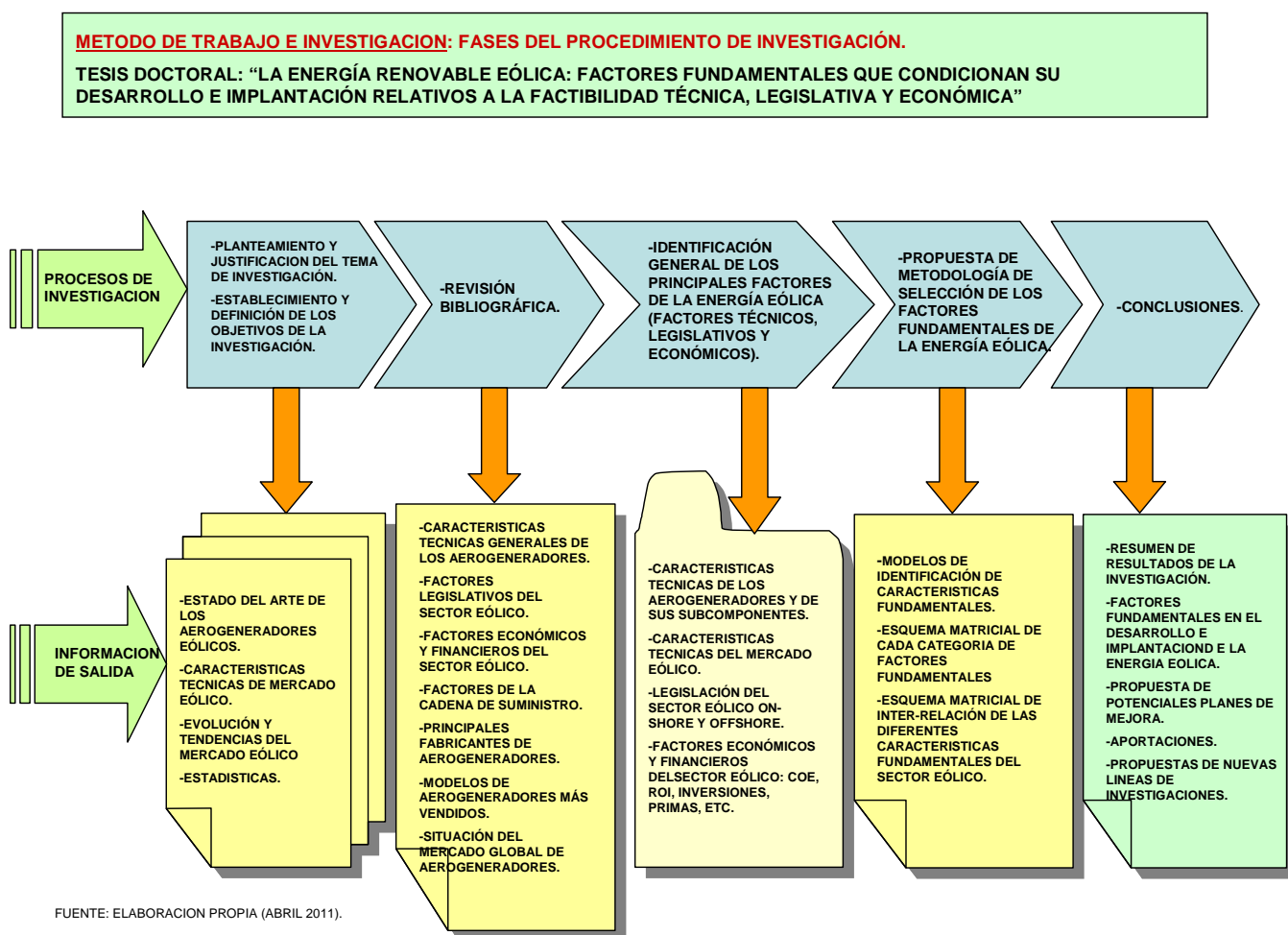


Figura 1.3. Flujo-grama descriptivo de los métodos de trabajo e investigación definidos para la selección de las características fundamentales de los aerogeneradores eólicos (Fuente: Elaboración propia).

Los mencionados puntos relativos al proceso de investigación se desarrollan en detalle en los diferentes capítulos de la presente tesis doctoral.

El alcance establecido para la investigación a llevar a cabo en la presente tesis doctoral incluye todas las fases relativas a la construcción de un aerogenerador eólico hasta su puesta en operación en el parque eólico (ver esquema genérico con las diferentes fases en la Figura 1.4.): el diseño conceptual del aerogenerador en la fase de desarrollo del proyecto; fase de diseño; fase de certificación, fase de fabricación; fase de logística y transporte al emplazamiento eólico; fase de obra civil en el emplazamiento; fase del proceso de instalación y puesta en marcha del aerogenerador en el parque eólico; fase de conexión a la red eléctrica; fase de servicios de operación, mantenimiento y garantías en la fase de explotación del aerogenerador eólico en el parque eólico.



Figura 1.4. Flujo-grama general de las fases de lanzamiento al mercado de un aerogenerador eólico (Fuente: Elaboración propia).

Una vez que previamente se han definido los objetivos de la tesis doctoral se procede a realizar una revisión bibliográfica enfocada fundamentalmente a establecer el estado de la arte de la cuestión en cuanto a los siguientes conceptos:

- Tipología y características técnicas de los aerogeneradores eólicos (Onshore y Offshore).
- Legislación aplicable y aspectos administrativos de la tramitación, autorización e instalación de aerogeneradores eólicos (Onshore y Offshore).
- Aspectos económicos y financieros relativos a la fabricación, instalación y operación de los aerogeneradores eólicos.
- Análisis del mercado eólico y de los principales fabricantes del sector eólico a nivel global, análisis de las tendencias del mercado de aerogeneradores eólicos (Onshore y Offshore).

En relación a la revisión bibliográfica a realizar se establecen una serie de criterios en cuanto a la selección de las fuentes bibliográficas y a la información a consultar e incluir en la investigación de la tesis: los datos utilizados en la tesis doctoral proceden de fuentes contrastadas y fiables para poder dotar a la investigación de una base científica y demostrable. Las principales fuentes bibliográficas consultadas corresponden a autores reconocidos que han publicado obras científicas sobre energía eólica, organismos oficiales del sector eólico (administraciones públicas autonómicas, estatales e internacionales), organizaciones sectoriales eólicas, consultoras internacionales, bibliografía general sobre el sector eólico, informes técnicos de autores con conocimientos y reputación contrastada, informes técnicos y artículos (*papers*) de universidades nacionales e internacionales, informes técnicos de centros de I+D+I nacionales e internacionales, fabricantes de aerogeneradores, tesis doctorales y trabajos de investigación, artículos de revistas científicas, artículos de revistas sectoriales, legislación aplicable al sector eólico (española, europea y americana), información de simposiums y jornadas sectoriales, etc. Las fuentes consultadas en la investigación serán fundamentalmente las siguientes (ver capítulo 6 de referencias bibliográficas):

- Bibliografía técnica relacionada con el sector eólico: energía eólica, energías renovables, legislación de energías renovables y de energía eólica, aspectos económicos de las energías renovables y de la energía eólica, ingeniería eólica, etc.
- Informes técnicos procedentes de fabricantes de aerogeneradores, de universidades, de organismos públicos y privados relacionados con el sector eólico, de centros de investigación, de consultoras especializadas en el sector eólico, “*Papers*” e informes técnicos de autores con formación especializada en el sector de las energías renovables, etc.

- Estudios e informes de análisis del mercado eólico.
- Informes técnicos del estado de la técnica en el sector eólico.
- Informes sectoriales sobre la energía eólica procedentes de organismos nacionales e internacionales relacionados con el sector eólico.
- Información de artículos procedente de revistas técnicas y científicas especializadas en el sector de las energías renovables y en el sector eólico.
- Informes del estado de la técnica en el sector eólico.
- Informes técnicos de las tendencias de los nuevos productos de aerogeneradores eólicos.
- Información procedente de páginas *web* oficiales de organismos y fabricantes en cuanto a producto y a mercado eólico.
- Datos técnicos aportados por los principales fabricantes de aerogeneradores en sus hojas técnicas de producto, así como información comercial de los aerogeneradores comercializados.
- Informes sobre el sector eólico provenientes de simposiums nacionales e internacionales, jornadas técnicas sectoriales, Congresos nacionales e internacionales, seminarios sectoriales, ferias eólicas, etc.
- Tesis doctorales y trabajos de investigación sobre la energía eólica.
- Otras fuentes de información sobre el sector de la energía renovable eólica de rigor científico reconocido.
- Legislación española y europea relativa a las energías renovables eólicas y a su implantación: reales decretos, normativas, regulaciones, informes jurídicos, etc.
- Referencias bibliográficas a los aspectos y factores económicos y financieros de la energía eólica.
- Estudios e informes económicos del sector eólico, bases de datos con información financiera, informes de costes de energía (COE), estudios de mercado del sector eólico, etc.

Una vez que se han obtenido los datos procedentes de la investigación realizada por medio de la revisión bibliográfica, a través de la cual se identifican los principales factores de la energía eólica, partiendo de los mismos se procede a llevar a cabo la elaboración de una propuesta metodológica de identificación y selección de los factores fundamentales que influyen y condicionan el desarrollo y la implantación continua en el tiempo de la energía eólica (en los modelos Onshore y Offshore), tanto en España como a nivel global. Para llevar a cabo dicha identificación y selección de factores fundamentales, se realizará en función de una serie de criterios y procedimientos de investigación definidos en el capítulo 4.

Como resultado del proceso metodológico de identificación y selección de los factores fundamentales de los aerogeneradores eólicos Onshore y Offshore se obtendrá un mapa o matriz de factores fundamentales, donde se pueden evaluar los aspectos técnicos, legislativos y administrativos, y económicos y financieros. Posteriormente y de forma potencial se pueden desarrollar cada uno de dichos factores fundamentales de manera prioritaria con objeto de poder avanzar en una mayor implantación de la energía eólica y el mantenimiento en el tiempo de su desarrollo. Como aspecto a considerar para poder validar los resultados obtenidos en la investigación de la tesis está el plantear una comprobación en la escala temporal de la presentación del trabajo de investigación, de las tendencias y de la evolución en cuanto a tipos de producto y en cuanto a demandas del mercado de los aerogeneradores Onshore y Offshore (aspectos técnicos, legislativos y administrativos, y económicos y financieros).

La presente tesis doctoral se concluye después de la exposición de las conclusiones generales de la misma desarrolladas en el Capítulo 5. Adicionalmente en el capítulo final de conclusiones se desarrolla la síntesis de los principales aspectos aportados por la tesis doctoral, una serie de nuevas líneas de investigación con propuestas específicas de planes de acción y mejora a desarrollar en el sector eólico (especialmente en España), los cuales pueden constituirse en futuros temas de investigación y/o tesis doctorales, y finalmente el planteamiento de las propuestas de nuevas líneas de investigación relacionadas con los diferentes temas abordados en la tesis doctoral.

1.5. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.

Para facilitar la comprensión de la estructura documental del tema de investigación de la tesis, “[La energía renovable eólica: factores fundamentales que condicionan su desarrollo e implantación relativos a la factibilidad técnica, legislativa y económica](#)”, se describen sintéticamente en las siguientes líneas el contenido de los capítulos de la presente tesis doctoral. La estructura del documento de investigación sobre el que se desarrolla esta tesis doctoral se plantea de acuerdo a la metodología y estructura del tema a desarrollar en la misma, la cual está dividida en 6 capítulos cuyos principales contenidos se describen a continuación:

- **CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN.** El contenido de este capítulo está referido a los aspectos introductorios del trabajo de investigación, el planteamiento de la investigación a llevar a cabo y los principales aspectos relacionados con la justificación que han impulsado al autor a llevar a cabo la misma. Asimismo se describen los objetivos a cumplir durante las diferentes fases del desarrollo de la investigación y el método de trabajo e investigación a utilizar en el desarrollo del tema de la energía renovable eólica tratado en la tesis. Finalmente en este capítulo se describe la estructura documental de la tesis doctoral.
- **CAPITULO 2: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.** El contenido de este segundo capítulo es el de proporcionar una visión global de la energía eólica, mediante un proceso de revisión bibliográfica actualizado, relativo a los aspectos de perspectiva histórica de la energía eólica, conceptos generales de la energía eólica, tipologías de aerogeneradores eólicos y sus principales características técnicas. Se realiza además una revisión bibliográfica de la situación legislativa actual relativa a la energía eólica en España fundamentalmente, así como una revisión bibliográfica de los aspectos económicos y financieros clave que afectan a la misma, a los factores de la cadena de suministro de la energía eólica y al coste del ciclo de vida, entre otros.
- **CAPITULO 3: ANALISIS Y TENDENCIAS DEL MERCADO DE AEROGENERADORES EÓLICOS.** El contenido de este tercer capítulo es el de proporcionar una visión global actualizada del sector y del mercado de la energía eólica mediante una revisión exhaustiva de los datos disponibles. En el capítulo se proporcionan los datos de la situación actual tanto en lo referente a la gama de los principales productos ofertados, los principales fabricantes de aerogeneradores eólicos (Onshore y Offshore), los MW instalados, las demandas y las tendencias del mercado así como el estado de los desarrollos de nuevos productos.
- **CAPITULO 4. PROPUESTA METODOLÓGICA DE IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS.** El contenido del cuarto capítulo se focaliza en la definición de una propuesta metodológica cuyo resultado proporcione la identificación y selección de los factores fundamentales que afectan al desarrollo e implantación de la energía eólica. La investigación deberá proporcionar la metodología más adecuada para proceder a la identificación, clasificación de los factores, y a la selección de los factores fundamentales en relación a las áreas del alcance de la tesis, que son los aspectos técnicos, legislativos y económico-financieros de la energía eólica. La selección de dichos factores fundamentales parte de unas premisas que son los criterios de selección definidos en este capítulo. Se realizarán valoraciones de las influencias específicas de cada factor seleccionado y de las correlaciones e influencias mutuas entre los diferentes factores entre sí.
- **CAPITULO 5: CONCLUSIONES.** El contenido del quinto capítulo se centra en el resumen de las conclusiones generales de la investigación y en la descripción de las principales aportaciones de la tesis al sector de la energía eólica. Finalmente se proponen una serie de nuevas líneas de investigación relacionadas con el sector eólico para ser tema de futuras tesis doctorales y trabajos de investigación. Adicionalmente se plantean dentro de dichas líneas de investigación una serie de potenciales propuestas de planes de acción y mejora en el sector eólico, desde el punto de vista del autor, enfocados a potenciales futuros desarrollos dentro del sector eólico.

- **CAPITULO 6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.** El contenido del sexto capítulo contiene las referencias bibliográficas utilizadas en la investigación que se detallan y desglosan en el apartado de bibliografía. Se incluye también un anexo de bibliografía de consulta recopilado por el autor de la tesis, para ser utilizado potencialmente en futuros trabajos de investigación. En el capítulo 6 se incluyen los anexos correspondientes a los diversos capítulos de la tesis. En el sub-apartado de anexos se incluyen los análisis y estudios de campo llevados a cabo por el autor en relación a la energía eólica Onshore y Offshore relativos a la características técnicas de los aerogeneradores eólicos según el estado del arte actual.

CAPITULO 2

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

CAPITULO 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

2.1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA: PERSPECTIVA HISTÓRICA.

En el presente apartado se procede a situar desde una perspectiva histórica general, no exhaustiva, el origen y posterior desarrollo en el tiempo de la tecnología de la energía eólica y de los aerogeneradores eólicos.

La utilización del viento como fuente de energía ha sido empleada por diferentes culturas a lo largo de la historia del hombre y las diferentes tecnologías que se han aplicado para su aprovechamiento han sido entre otras las velas de los barcos, los molinos de bombeo de agua para irrigación y los molinos para moler grano (CENER, 2005). La referencia más antigua que se conoce de la navegación fluvial a vela, se encuentra en un grabado egipcio del V milenio a.C. (Fernández Díez, 2002).

Los molinos (cuyo nombre técnico es aerogeneradores eólicos) movidos por el viento tienen un origen remoto en el tiempo. Existen, según la bibliografía consultada, diferentes teorías sobre su origen (no incluidas dentro del alcance de la tesis): una teoría postula el origen de los molinos en el medio oriente y otras teorías postulan su desarrollo autóctono en Europa. Desde tiempo inmemorial en China se utilizaron los molinos de eje vertical denominados “*panémonas*” (ver Figura 2.1.) compuestos principalmente por varias velas de tela ensambladas en torno a un armazón unido a un eje vertical. Su aplicación fundamental fue el bombeo de agua con fines agrícolas y fueron precursores de los molinos persas (CENER, 2005).

En el siglo XVIII a.C. (hacia el año 1790 a.C.) ya se utilizaban molinos elementales de eje vertical en Persia (actual Irán) en la época del emperador Hammurabi de Babilonia, principalmente para el bombeo de agua de riego y para moler el grano. En estos primeros molinos las aspas estaban formadas por unas velas de forma rectangular de madera o de material vegetal unidas a un eje vertical (Ver Figura 2.1. con la tipología utilizada). Su funcionamiento consistía en unas paletas o velas rectangulares instaladas en el interior de un cilindro de piedra, con una abertura en la parte inferior que, al introducirse en su interior movía una de las velas, girando solidariamente la vela opuesta en su mismo plano sin resistencia al estar protegida por la pantalla de la torre.

Estas máquinas no resultaban demasiado eficaces desde el punto de vista energético, pero aun así su uso se extendió por China y el Oriente Próximo. También se ha constatado el uso de molinos hacia el siglo III a.C. en Egipto (González Velasco, 2009; Fernández Díez, 2002 y CENER, 2005).

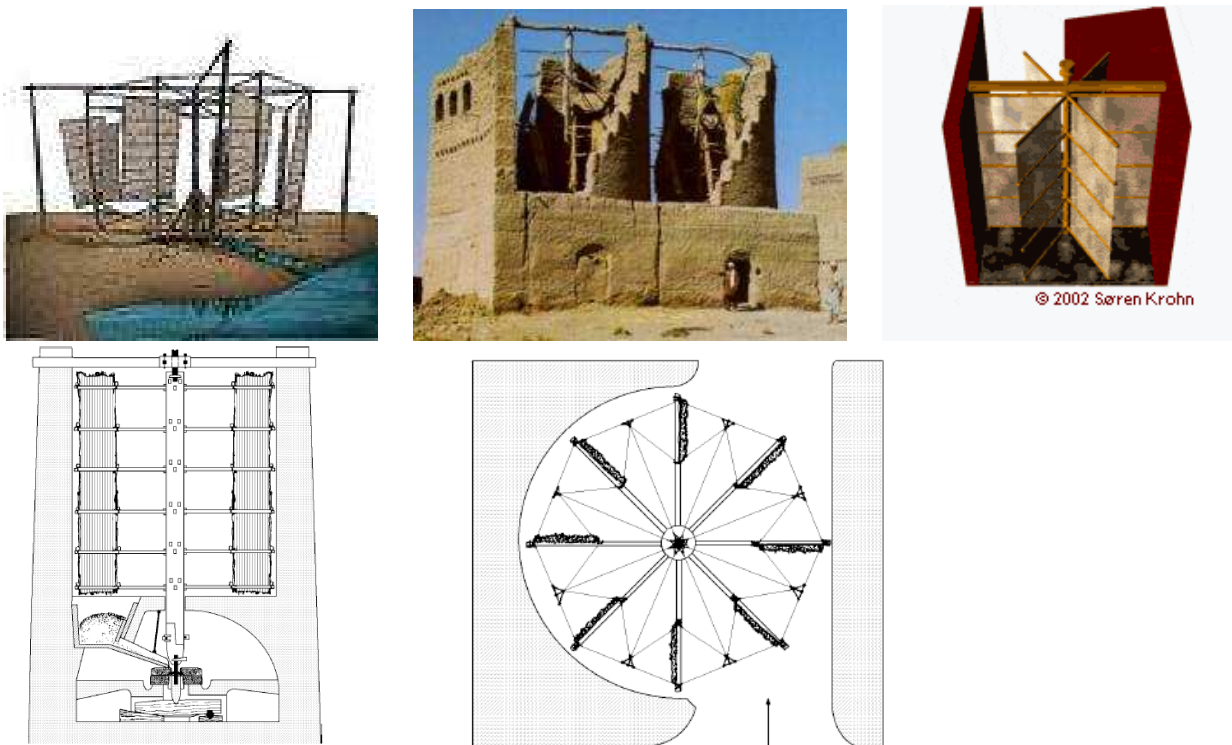


Figura 2.1. En la imagen superior izquierda un esquema de las *panémonas* utilizadas en China; Imagen (central y derecha) de un molino persa con el diseño utilizado en la región de Khorasan (Persia) en el segundo milenio a.C.; imágenes inferiores con esquemas de molinos persas (Fuente: Fernández Díez, 2002 y The World Wind Energy Association WWEA).

La difusión de los molinos de viento en nuestra era partió de la civilización islámica extendiéndose por todo el mediterráneo hasta la mitad sur de la península ibérica. El segundo foco de expansión de los primeros molinos en Europa apareció en el siglo XII d.C. en Francia, Inglaterra y los Países Bajos y a partir de allí se distribuyeron por el resto del continente europeo. Existen varias teorías que indican, según algunos autores, que fueron traídos a Europa a partir del siglo XII por los cruzados desde el próximo oriente y otras teorías que postulan que los molinos fueron concebidos en Europa de manera independiente y como invención propia al ser de eje horizontal. Existe constancia de la existencia en Creta (Grecia) de la existencia de molinos de viento de eje horizontal (ver Figura 2.2.) antes de la dominación de Venecia, en los años 1204-1269 de nuestra era (Fernández Díez, 2002).

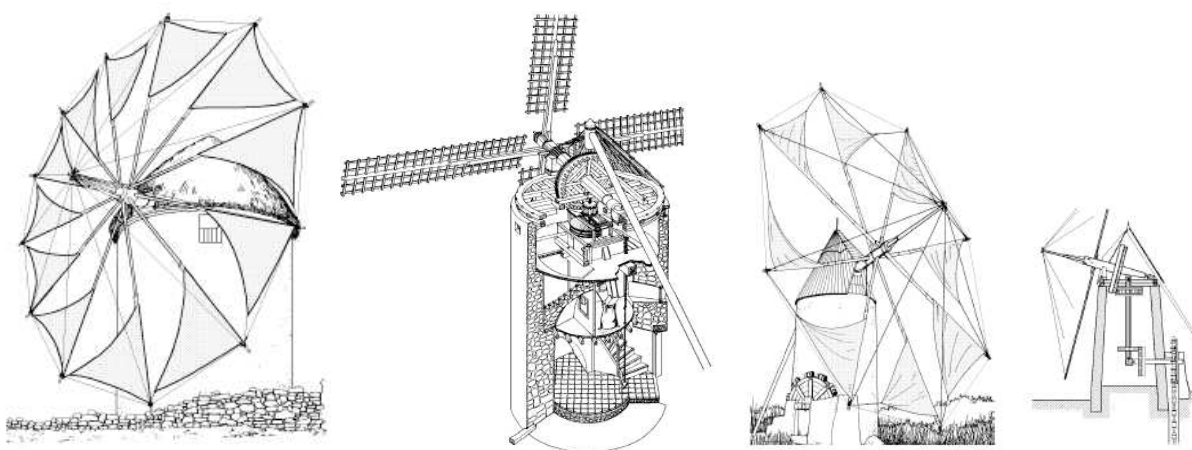


Figura 2.2. Imagen de un molino de viento utilizado en el mediterráneo en Creta (Grecia) en el siglo XII; en la imagen central molino para moler grano del siglo XIV de la Mancha (España) y en la imagen de la derecha esquema de molino para bombeo de agua utilizados a partir del siglo XIV en España (Fuente: Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002).

La disposición del eje horizontal del rotor es mucho más eficaz desde el punto de vista aerodinámico que el de eje vertical, debido a que la fuerza del viento actúa de manera horizontal de forma continua sobre la

superficie completa del mismo, mientras que en el caso del eje vertical solamente entra en operación una parte de las velas en la misma situación de viento.

Estos primeros modelos tenían una serie de características comunes. La torre, que disponía en su parte superior de una cúpula rotativa que permitía orientar las palas en la dirección del viento, inicialmente era de trípode o estructura de madera para posteriormente utilizarse la torre de piedra y mampostería. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las aspas eran vigas de madera que se cubrían con telas o planchas de madera (ver Figura 2.2.). La energía generada por el giro del eje horizontal se transmitía, a través de una rueda a un sistema de engranajes, y a través de un eje vertical a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura donde se bombeaba agua o se molía grano. La velocidad de giro del eje se podía regular mediante el procedimiento de recoger las velas. Los materiales utilizados en las piezas móviles y en los engranajes eran de madera, los cuales estaban sometidos a grandes rozamientos, hasta que a partir del siglo XVI la industria metalúrgica mejoró sus procesos de fabricación y se pudieron utilizar componentes metálicos (Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002).

En España se utilizaron molinos de viento (ver Figura 2.2.) entre el siglo XIII y el siglo XIX, siendo su ubicación predominante en la zona de la Mancha (Campo de Criptana), en Andalucía (Cádiz y Huelva), Mallorca y Murcia. Su uso predominante fue el bombeo de agua y la molienda de grano y la tecnología utilizada fue la del molino de viento del mediterráneo con torre de piedra, cuatro o más aspas con velas de tela y sistema de orientación en la dirección del viento (Fernández Díez, 2002).

El molino de torre de eje horizontal en Europa inicialmente se adaptó y se desarrolló técnicamente en Francia a lo largo del siglo XIV, aunque la base tecnológica era la misma que la utilizada en siglos anteriores. Predominó el uso de cuatro aspas o palas con torre de piedra y mampostería.

A partir de los siglos XV y XVI el uso de los molinos de viento se extendió de manera generalizada en Europa y en Holanda en particular, donde se perfeccionaron técnicamente mediante la elevación de la altura total de la torre de sustentación, la base se realizaba en piedra, la torre era de madera (más barata que la piedra), las palas tenían longitudes hasta 30 metros lo cual les permitía aprovechar los vientos de baja velocidad en la zona y el uso de partes metálicas. Desarrollaban una potencia de hasta 10 kW (ver Figura 2.3.).



Figura 2.3. Imágenes de los molinos con el diseño con trípode de madera utilizado en el norte de Europa en el siglo XIV y en Holanda en el siglo XVI y XVII (Fuente: Escudero López, 2004; <http://www.alternate-energy-sources.com/wind-energy-facts.html>).

Principales aplicaciones y desarrollo de los diferentes modelos de molinos de viento (Figura 2.4.): además de emplearse para el riego y moler el grano, los molinos construidos entre los siglos XV y XIX tenían otras aplicaciones, como el bombeo de agua en tierras bajo el nivel del mar (*polders* de Holanda), aserradores de madera, fábricas de papel, prensado de semillas para producir aceite, producción de harina, así como para triturar todo tipo de materiales. En el siglo XIX se llegaron a construir unos 9.000 molinos en Holanda (Escudero López, 2004).

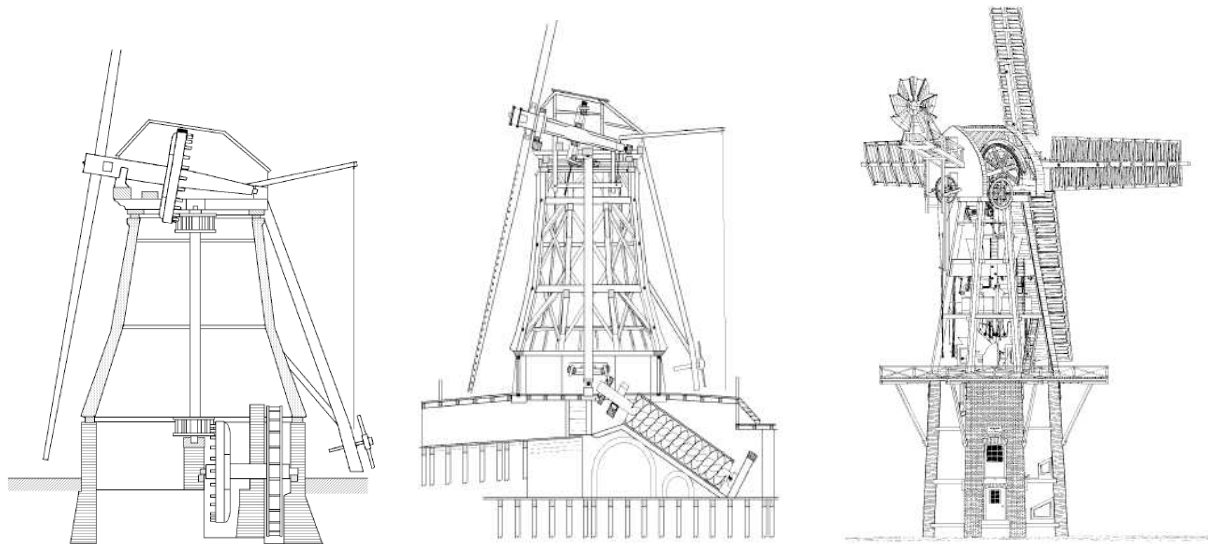


Figura 2.4. Imágenes con esquemas de los molinos utilizados en Holanda para el bombeo de agua y para el drenaje de los canales en el siglo XVI y XVII; Imagen derecha con un modelo de molino inglés totalmente automatizado utilizados hasta el siglo XIX en Europa (Fuente: Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002).

En el siglo XVIII se produjeron una serie de mejoras técnicas en los molinos de viento. En Holanda los técnicos definieron que el grado óptimo de inclinación del eje del rotor sobre la horizontal era de entre 13° y 15° . En Inglaterra Edmund Lee se diseñó un sistema de orientación mecánica del rotor.

Leopold Jacob en 1724 construyó el primer molino multi-pala, que posteriormente fue muy utilizado en América. El avance más importante fue la introducción del abanico de aspas, inventado y patentado en 1745 en Inglaterra, que giraba impulsado por el viento. En 1772 se introdujo el aspa con resortes. Este tipo de aspa consiste en unas cerraduras de madera que se controlan de forma manual o automática, a fin de mantener una velocidad de giro constante en caso de vientos variables. Otros avances importantes han sido los frenos hidráulicos para detener el movimiento de las aspas y la utilización de aspas aerodinámicas en forma de hélice, que incrementan el rendimiento de los molinos con vientos débiles (Escudero López, 2004). Una vez que se produjo la revolución industrial en Inglaterra y en Europa, debido a la aparición la máquina de vapor a principios del siglo XIX y posteriormente de los motores tanto eléctricos como de combustión, comenzó a abandonarse la investigación de los molinos de viento; no obstante se mantuvo el uso de los molinos con objeto de bombear agua en zonas agrícolas remotas y aisladas (Escudero López, 2004 y CENER, 2005).

Los molinos para el bombeo de agua se emplearon a gran escala durante el asentamiento en las regiones áridas del oeste de Estados Unidos. Este modelo de molinos de viento fue diseñado en 1883 por Steward Perry, y sus características técnicas incluían múltiples velas metálicas y una torre de estructura de madera que posteriormente fue metálica en celosía; el sistema de funcionamiento consistía en un rotor multi-pala que transmite la energía mecánica mediante un eje a un sistema de biela que a su vez mueve un eje vertical en el molino de manera alterna, el cual llega hasta una bomba de émbolo situada en la base de la torre que está diseñada para el almacenamiento de agua. Estos molinos fueron el factor principal que permitió el desarrollo de la agricultura y de la ganadería en vastas áreas de Norteamérica, de otra manera imposible sin un adecuado acceso al agua. Estos molinos contribuyeron a la expansión del ferrocarril proporcionando las necesidades de agua de las locomotoras a vapor.

Sin embargo a finales del siglo XIX se produjo una recuperación del uso de los molinos de viento para la generación de electricidad. El diseño de nuevos modelos de turbinas basadas en modelos anteriores evolucionaron hasta disponer de un aerogenerador eléctrico (Poul La Cour en 1892: diseño con cuatro palas, 25 kW de potencia y altura de buje de 24 metros) y el uso de las turbinas de viento para generar electricidad comenzó en Dinamarca a finales del siglo XIX y principios del siglo XX para posteriormente extenderse por todo el mundo (ver Figura 2.5.). Las pequeñas turbinas de viento generadoras de electricidad abastecían a numerosas comunidades rurales hasta la década de los años treinta del siglo XX cuando en Estados Unidos se extendieron los tendidos de las redes eléctricas (Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002).

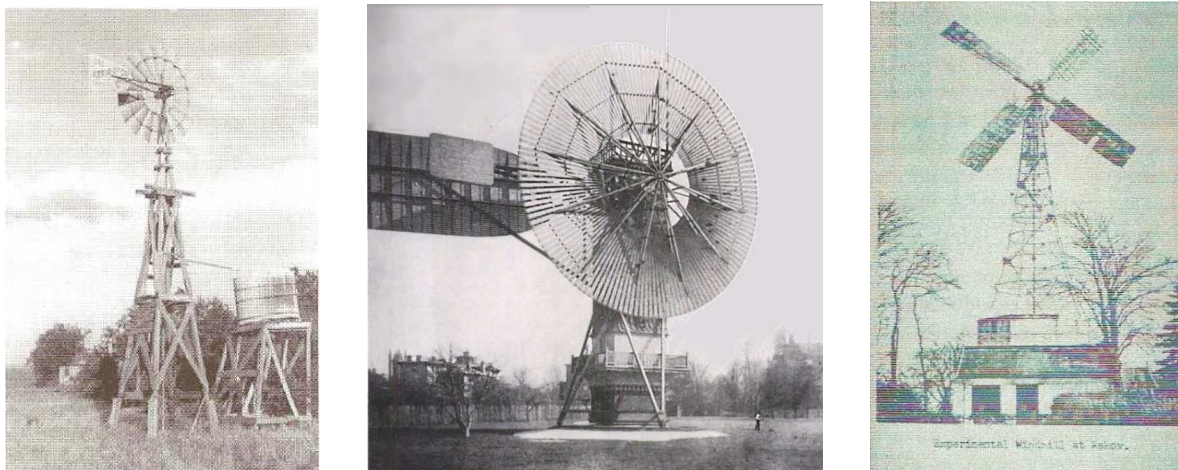


Figura 2.5. La primera imagen corresponde a un molino multipala del siglo XIX. La segunda imagen corresponde al primer aerogenerador que funcionaba de modo automático construido en Cleveland (Estados Unidos) en 1888 por Charles F. Brush. Sus características: 60 pies de altura, 4 toneladas de peso, potencia de 12 kW, multipala. La tercera imagen es el modelo de aerogenerador de Poul La Cour de 1892 (Fuente: Escudero López, 2004 y CENER, 2005).

En el siglo XX a pesar de los avances tecnológicos realizados en la técnica y prestaciones de los molinos de viento (primer aerogenerador eólico con alto régimen de giro), estos se vieron relegados a un segundo plano debido a la aparición de los combustibles fósiles derivados del petróleo como fuente de suministro energético.

El comienzo del siglo XX vio la aparición de la teoría de perfiles aerodinámicos, realizada por *Kutta* y formalizada de forma matemática por *Joukowski*, la teoría de la capa límite, enunciada por *Prandtl* y muchas otras aportaciones científicas y técnicas, fundamentadas en la Mecánica de Fluidos.

Durante la primera mitad del siglo XX se produjeron una serie de innovaciones y desarrollos técnicos en la tecnología de los aerogeneradores eólicos y los más relevantes se mencionan a continuación (Escudero López, 2004; IDAE, 2006; Fernández Díez, 2002 y Lecuona Neumann, 2002):

- Ley Betz: El ingeniero alemán Albert Betz enunció en 1919 la Ley Betz por la que se postula que menos del 59,26% de la energía cinética del viento puede convertirse en energía mecánica utilizando un aerogenerador eólico y que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación.

- Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieux: en 1921 se diseñó y se patentó un aerogenerador del tipo eje vertical cuyas palas estaban constituidas por perfiles rectangulares curvados y montados en forma de hélice sobre un eje vertical, en cuya base se disponía la maquinaria del mismo (ver Figura 2.6.).

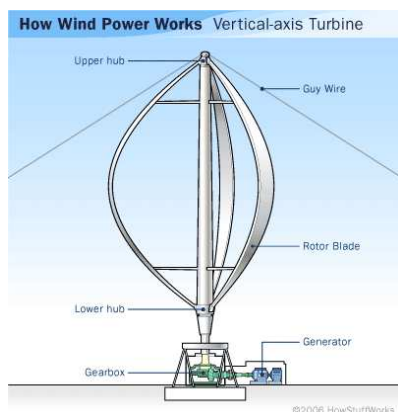


Figura 2.6. Esquema del modelo de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Darrieux y un aerogenerador instalado en el emplazamiento en campo (Fuente: AWEA).

- Aerogenerador tipo Savonius (ver Figura 2.7.): en 1924 Sirgud Savonius inventó un aerogenerador de eje vertical con la particularidad de tener las palas formadas por dos semi-cilindros huecos, las cuales

giraban alrededor de un eje vertical proporcionando un elevado par de arranque muy adecuado para el bombeo de agua en aplicaciones de riego. El sistema tiene la ventaja de que podía trabajar con velocidades de viento muy bajas.

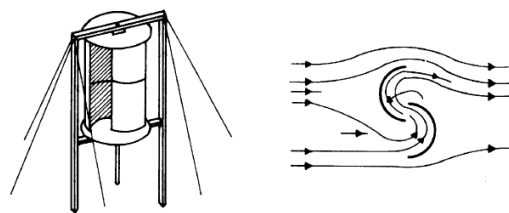


Figura 2.7. Aerogenerador de eje vertical del tipo Savonius de 1924 (Fuente: Lecuona Neumann, 2002)

-Palas con perfil aerodinámico: en la década de los años 20 del siglo XX se diseñó en Alemania el modelo de aerogenerador Kümme que utilizaba palas con perfil aerodinámico. Disponía de un rotor de cinco palas que transmitía la fuerza motriz a un generador situado en la base de la torre y se orientaba mediante la ayuda de dos rotores auxiliares. Flettner (Alemania) construyó en esa misma década un aerogenerador basado en el efecto Magnus, que consistía en superponer dos campos de velocidades, uno producido por el viento y otro producido por un cilindro con movimiento rotatorio, generando una diferencia de presiones que provocaba la aparición de fuerzas aerodinámicas: esta turbina disponía de 4 palas cilíndricas que giraban accionadas por unas hélices en sus extremos. En los años 30 el profesor Honnef (Alemania) proyectó una planta eólica, que nunca se construyó, con aerogeneradores formados por 3 rotores de 160 metros de diámetro cada uno y capaces de generar una potencia de 75 MW, y otro proyecto de aerogenerador con 5 rotores y 120 MW. (ver Figura 2.8.).

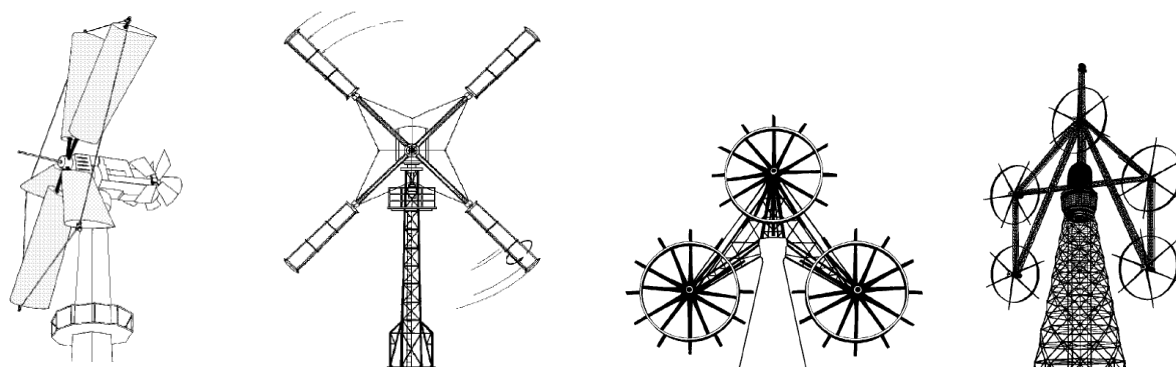


Figura 2.8. Aerogenerador de eje vertical del tipo Kümme (izda) de los años 20 (Alemania); Aerogenerador tipo Flettner de palas giratorias con 35 kW (Alemania); proyecto de aerogenerador tipo Honnef (Alemania) de 75 y 120 MW (Fuente: EWEA, 2009 y Fernández Díez, 2002)

-En 1927 Dekker construyó el primer rotor provisto de palas de sección aerodinámica (redondeado en su borde de ataque –barlovento- y afilado en su borde de salida –sotavento-), permitiendo velocidades de punta de pala de 4 a 5 veces la velocidad del viento incidente, frente al valor tradicional de 2 a 3 veces. La teoría ya había demostrado que al aumentar esta relación de velocidades, era menor la influencia del número de palas sobre el rendimiento, por lo que empezaron a aparecer aerogeneradores de dos y de tres palas, lo cual abarataba su construcción.

-Paso variable: de forma similar a las hélices, con el objeto de optimizar el ángulo de incidencia de la corriente a las palas, se implementó en las turbinas eólicas de eje horizontal el *paso variable*. Consiste en hacer giratoria la pala alrededor de un eje que corta el eje de la aeroturbina y que coincide sensiblemente con el eje longitudinal de la pala. El paso variable permite, además de una optimización de las prestaciones frente a vientos de velocidad distinta, poner las palas *en bandera* con vientos excesivamente fuertes, anulando su giro, con objeto de evitar el deterioro del aerogenerador.

-Aerogeneradores de baja potencia con rotor de dos y tres palas en Estados Unidos (ver Figura 2.9.): en los años 30 del siglo XX el ingeniero Marcellus Jacobs diseñó y fabricó en Estados Unidos un modelo de aerogenerador de tres palas con 1 kW de potencia y 5 metros de diámetro de rotor que consiguió reducir

los problemas de vibraciones de los anteriores modelos de dos palas. Se montaban sobre torres de 20 metros de altura y se montaron hasta el año 1957 debido a la electrificación rural. Fueron recuperados en la década de los años 80 como parte de la aplicación mini-eólica (Escudero López, 2004).

Otro modelo es el Windcharger con 2 palas de madera, 1 kW de potencia y un sistema de freno mediante regulación aerodinámica. El modelo Windstream 33 disponía de 3 palas y un sistema hidráulico para variar el paso del rotor y regular la potencia. El modelo MP20 de 3 palas y 20 kW de potencia, disponía en sus extremos de unos alerones de frenado que en caso de viento excesivo actuaban aerodinámicamente girando alrededor de su eje para detener el aerogenerador.

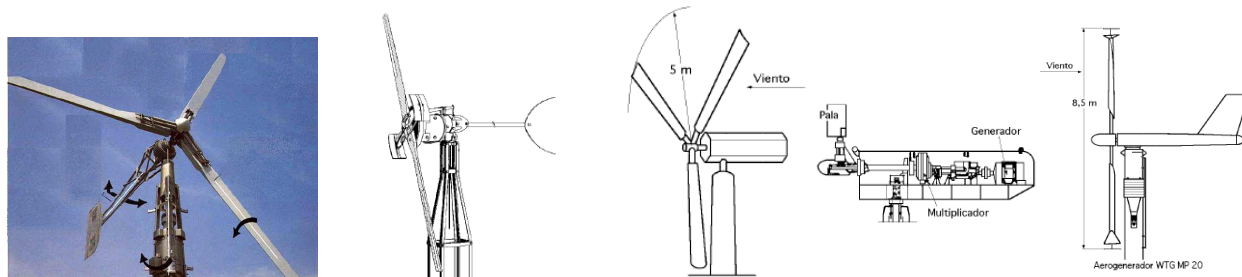


Figura 2.9. Diferentes modelos de aerogeneradores americanos anteriores a la segunda guerra mundial. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Jacobs (Estados Unidos 1928) de 1 kW: modelo Windcharger de 2 palas; modelo Windstream 33 de 3 palas: modelo MP20 de 3 palas (Fuente: Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002)

- Modelo de aerogenerador Smith-Putnam (Estados Unidos 1941): durante la segunda guerra mundial en Estados Unidos se presentó este modelo con una potencia de 1,25 MW, con 2 palas construidas en acero inoxidable, 53 metros de diámetro de rotor y torre metálica de celosía (ver Figura 2.10.). La regulación de la potencia se llevaba a cabo mediante la variación de la conicidad de las palas y la reducción del área de barrido de las palas. Debido a las tensiones que generaba el diseño de las palas y a problemas de fatiga y ruptura de la misma, así como al aspecto de coste de la energía el proyecto fue abandonado.

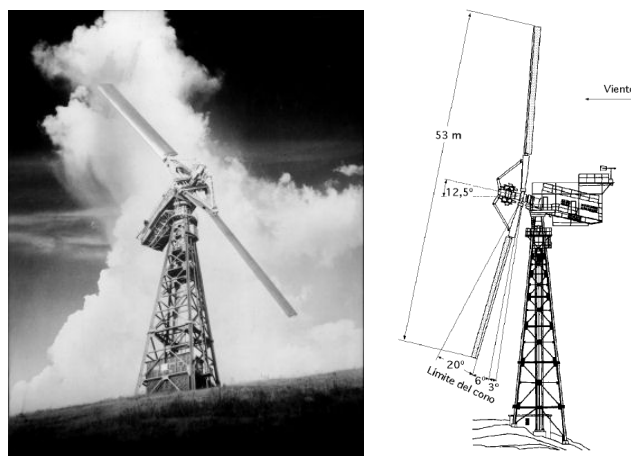


Figura 2.10. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Smith-Putnam construido en 1941 de 1250 kW de potencia con 53 metros de diámetro de rotor y dos palas metálicas (Fuente: Grant H.Voaden, www.wind-works.org y Fernández Díez, 2002)

-Aerogenerador modelo Percy-Thomas (Estados Unidos): en el año 1945 fue presentado al Congreso de los Estados Unidos un modelo de prototipo de aerogenerador de 6,5 MW, con 3 rotores de 3 palas cada uno, torre metálica de celosía de 145 metros de altura (Figura 2.11.). El proyecto fue rechazado y no se construyó.

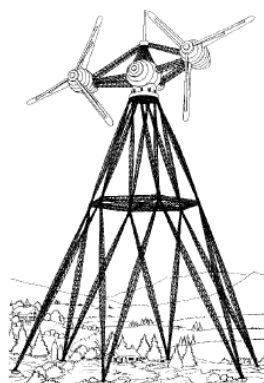


Figura 2.11. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Percy-Thomas. Prototipo presentado en 1945 de 6,5 MW de potencia, con 145 metros de altura de torre. (Fuente: Fernández Díez, 2002)

-Palas de materiales plásticos: después de la segunda guerra mundial en Alemania el profesor Hueter utilizó por primera vez materiales plásticos en la fabricación de palas (resina *epoxi* y refuerzo de fibra de vidrio). Se llegó a fabricar un aerogenerador de con palas de plástico y con 100 kW de potencia y un rotor de 33 metros de diámetro (Figura 2.12.).

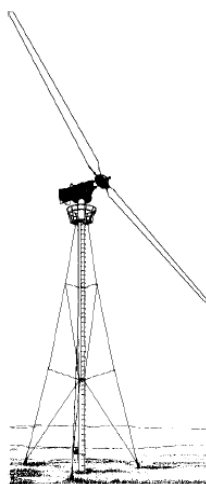


Figura 2.12. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Hueter construido en los años 50 tuvo 100 kW de potencia y 33 metros de diámetro de rotor. (Fuente: Fernández Díez, 2002).

El factor decisivo para el desarrollo posterior ha sido la tecnología aeronáutica, que ha permitido sustituir las palas lentas y de bajo rendimiento, por palas de diseño aerodinámico mas parecidas a las hélices de avión. El comienzo del siglo XX vio la aparición de la teoría de perfiles aerodinámicos, realizada por *Kutta* y formalizada de forma matemática por *Joukowski*, la teoría de la capa límite, enunciada por *Pradtl* y muchas otras aportaciones científicas y técnicas, fundamentadas en la mecánica de fluidos.

Después de 1945 se siguieron desarrollando nuevos modelos de aerogeneradores de eje horizontal de dos y tres palas en Europa y en Estados Unidos. Los modelos más relevantes se mencionan a continuación (Fernández Díez, 2002):

-Modelo Endfield (Francia): el ingeniero Andreau Enfield diseñó un modelo de aerogenerador con las palas huecas en su interior y agujereadas en los extremos para permitir el paso del aire. El giro de las palas generaba una corriente de aire que se introducía en el interior de la torre moviendo una turbina instalada en sus base. El rendimiento era muy bajo, alrededor de un 22%. Se construyó en 1950 para la British Electricity Authority con una potencia de 100 kW, 2 palas y 30 metros de altura de torre (ver Figura 2.13.).

-Modelo Best-Romani (Francia): fue encargada su construcción por la compañía francesa EDF, se instaló en 1958 y fue el aerogenerador más grande de la época con 800 kW, 30,2 metros de diámetro de rotor, 3 palas fijas con forma trapezoidal construidas en chapa de aleación ligera aluminio-cinc. La torre estaba montada sobre una estructura metálica en forma de trípode (ver Figura 2.13.).

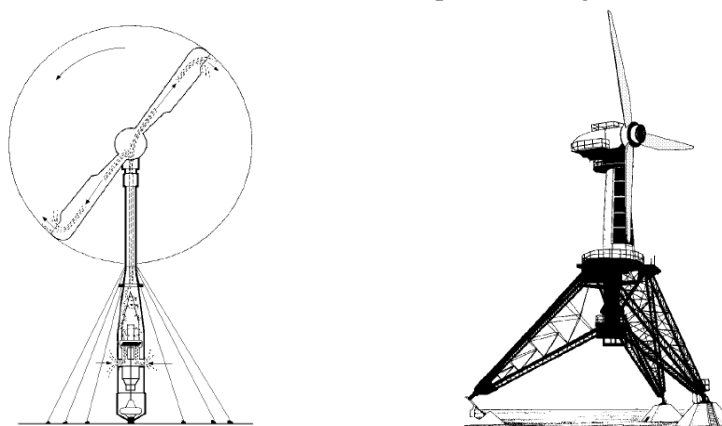


Figura 2.13. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Enfield (Francia) construido en 1950 de 100 kW de potencia con 30 metros de altura de torre y dos palas (izda.); aerogenerador de eje horizontal del modelo Best-Romani de 1958 con 800 kW de potencia, 3 palas y 30,2 m de rotor (Dcha.). (Fuente: Fernández Díez, 2002).

-Modelo Gedser (Dinamarca): aerogenerador de 200 kW, con tres palas con estructura de madera y cubierta de chapa de aleación ligera con forma aerodinámica, diámetro de rotor de 24 metros. Las palas se regulaban mediante alerones en sus extremos; fue instalado en 1957 por el gobierno danés en Dinamarca (ver Figura 2.14.).

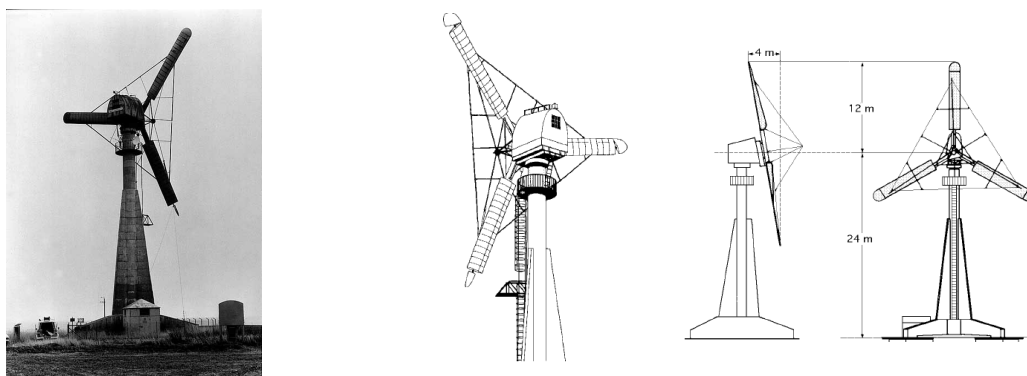


Figura 2.14. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Gedser construido en 1952 en Dinamarca de 200 kW de potencia con 24 metros de diámetro y tres palas (Fuente: Fernández Díez, 2002 y Lecuona Neumann, 2002).

-Modelo Neyrpic (Francia): proyectados por Louis Vadot en 1962 entró en funcionamiento un aerogenerador de eje horizontal de 132 kW, 3 palas de aluminio y plástico, paso variable, diámetro de roto 21,2 metros y torre de celosía metálica. Un modelo de similares características con una potencia de 800 kW entró en funcionamiento en 1963 (Figura 2.15.).

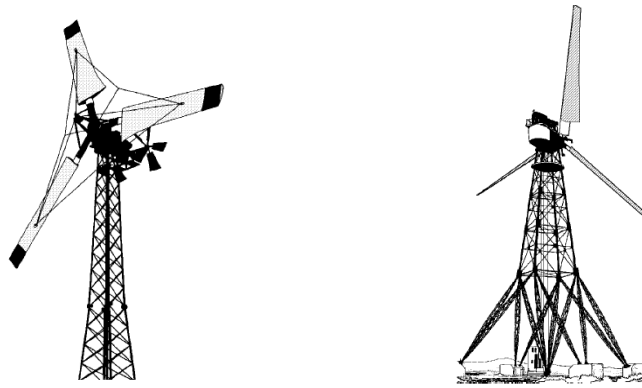


Figura 2.15. Aerogenerador de eje horizontal del modelo Neyrpic (Francia) construido en 1962 con 132 kW de potencia, diámetro de rotor de 21,2 metros, 3 palas de aluminio y plástico y paso variable (izda.). El segundo modelo (Dcha.) tiene una potencia de 800 kW, 3 palas y paso variable (Fuente: Fernández Díez, 2002 y Lecuona Neumann, 2002).

-Modelo de aerogenerador con palas metálicas y torre de celosía (Estados Unidos): en 1975 se lanzó un programa de 5 años de duración coordinado por la NASA para investigar y desarrollar aerogeneradores de potencias de 100 kW, 2 MW y 2,5 MW. Los modelos fabricados y ensayados fueron los MOD-0 (100 kW) de 2 palas instalado en 1975, MOD-0A (200 kW) de 2 palas de aluminio y 38 m de diámetro de rotor con torre de 30 m que fue instalado en 1977, modelo MOD-1 diseñado por General Electric e instalado en Carolina del Sur en 1979 con 2 MW de potencia, con 2 palas de acero y paso variable, torre de celosía de 42,7 m de altura. El modelo MOD-2 fue instalado en 1980 en Washington e incorporaba nuevas características: con 3,2 MW de potencia fue construido por Boeing; 2 palas mixtas de acero y material plástico: el 70% de la pala era fija y el 30% era móvil; diámetro de rotor de 91,2 metros; torre de tubo de acero de 61 metros de altura; control de potencia por paso variable (Figura 2.16 y 2.17.).

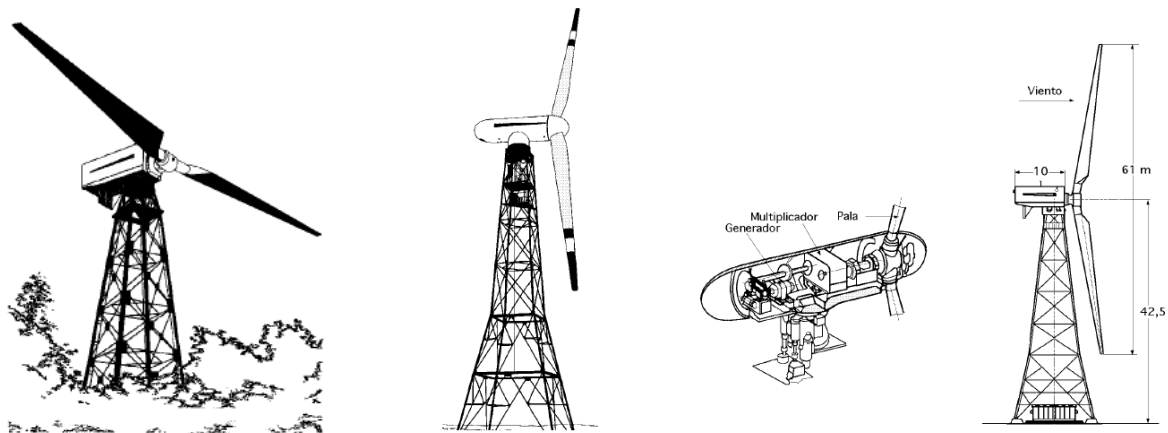


Figura 2.16. modelos de aerogeneradores en Estados Unidos en los años 70 y 80. Modelo MOD-02 (200 kW); modelo MOD-1 (2 MW) construido en 1979; modelo MOD-2 (3,2 MW) de 1980 (Fuente: Fernández Díez, 2002 y Lecuona Neumann, 2002).

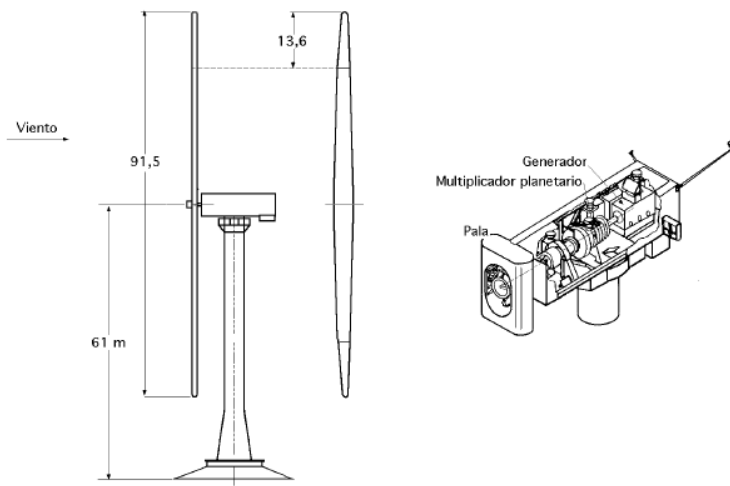


Figura 2.17. Modelos de aerogeneradores en Estados Unidos en los años 70 y 80. Modelo MOD-2 (3,2 MW) de 1980 (Fuente: Fernández Díez, 2002 y Lecuona Neumann, 2002)

La industria de la energía eólica en tiempos modernos comenzó un nuevo desarrollo después de la crisis del petróleo de 1973 y a partir de 1979 con la producción en serie de turbinas de viento por parte de diferentes fabricantes daneses como Vestas, Nordtank, y Bonus. Aquellos aerogeneradores se desarrollaron para potencias a partir de 100 kW cada una (en paralelo se desarrollaron aerogeneradores con potencias menores de 100 kW como los modelos Kuriant, Holger Danske, Windmatic, etc. que no forman parte del alcance de la investigación). Desde entonces el tamaño de los aerogeneradores ha crecido de forma muy significativa y la fabricación de los mismos se ha expandido a muchos países. Dinamarca ha sido a lo largo de todo el siglo XX un país en el que se continuó con la investigación en las tecnologías de aerogeneradores, lo que la ha convertido en un país puntero a nivel mundial en esta tecnología de los aerogeneradores eólicos (Escudero López, 2004).

A partir de los años 80 del siglo XX se produjeron una serie de actividades en el sector de los aerogeneradores eólicos en diferentes países que condujeron a un renacimiento del sector hasta nuestros días (Fernández Díez, 2002):

-Aerogeneradores de 3 palas: diseño e instalación de aerogeneradores de eje horizontal y tres palas en Dinamarca (país que posteriormente sería líder en fabricación e instalación) como modelo preferente en potencias bajas inicialmente (Ver Figura 2.18. con diferentes diseños y modelos):

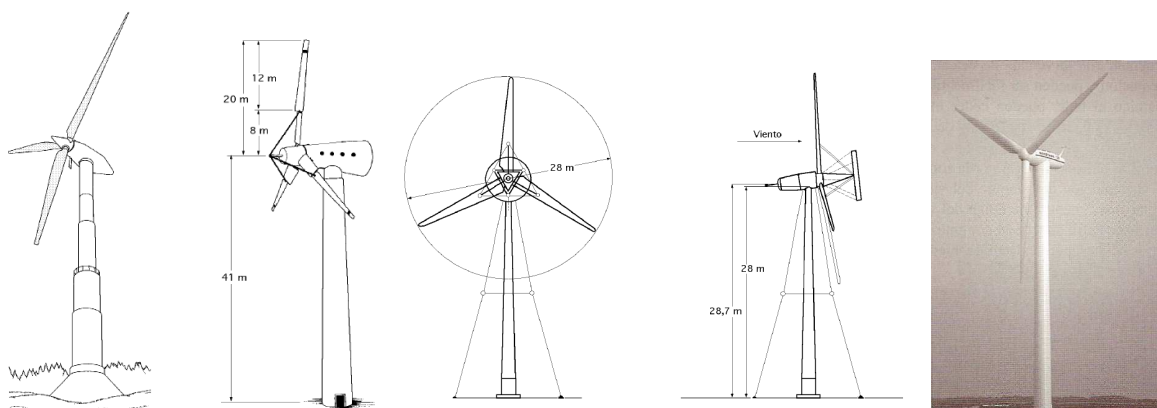


Figura 2.18. Imágenes de diferentes desarrollos de aerogeneradores eólicos con el diseño de 3 palas llevados a cabo en Dinamarca desde los años 80: Modelo TVIND (1978) de 2 MW; Modelo NIBE (1979) de 630 kW; Modelo Volund (1990) de 265 kW; modelo NORDTANK (Fuente: Escudero López, 2004).

-Aerogeneradores de 2 y 3 palas (Alemania): diseño e instalación de aerogeneradores de eje horizontal y dos y tres palas en Alemania con torres metálicas tubulares y de celosía metálicas. En potencias bajas inicialmente, que llegaron hasta los 265 kW y 3 MW en los diseños del tipo Growian I (Ver Figura 2.19. con diferentes diseños y modelos)

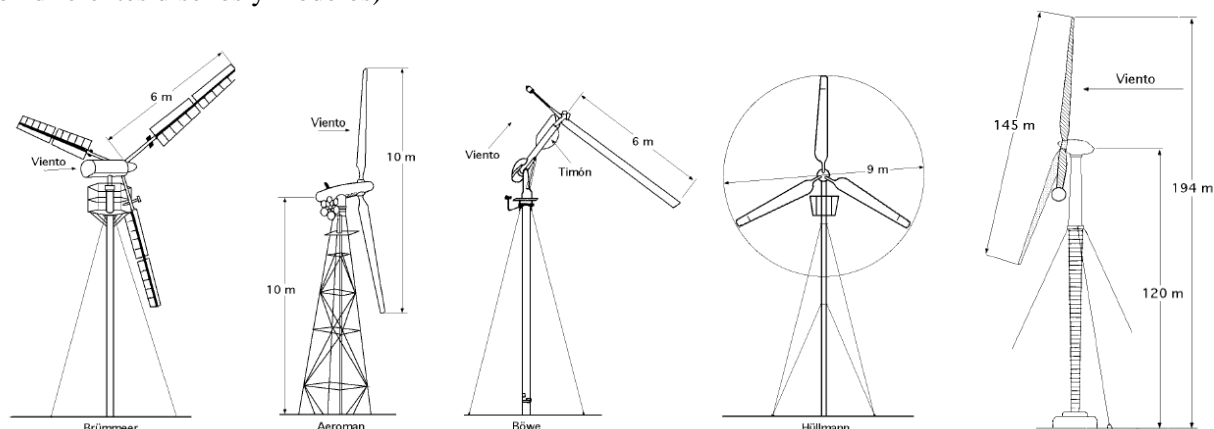


Figura 2.19. Imágenes de diferentes desarrollos de aerogeneradores eólicos con el diseño de 2 y 3 palas llevados a cabo en Alemania desde los años 80. El último de la derecha corresponde al modelo Growian I de 3 MW (Fuente: Fernández Díez, 2002 y Lecuona Neumann, 2002).

-Proyectos e instalación de aerogeneradores eólicos de baja potencia (alrededor de 100 kW), de tres palas, eje horizontal y con torre de celosía en California (Estados Unidos) en los años 80 del siglo XX.

-En la década de los años 90 se generalizó la instalación de aerogeneradores eólicos en países como Dinamarca, Alemania, Holanda y España fundamentalmente. El resto de países europeos y Estados Unidos se incorporarían a la instalación continuada de los mismos de una forma paulatina.

-En el año 1991 se instaló en Dinamarca el primer parque eólico marino (denominados Offshore): parque marino de Vindeby con 11 aerogeneradores eólicos de 450 kW de potencia del fabricante Bonus.

-A finales de 1991 la potencia instalada de origen eólico en Dinamarca era de 410 MW, en Alemania 100 MW, en Holanda 80 MW.

Como referencia, en España la situación a finales del siglo XX comienza en 1978 con el programa de desarrollo de una aeroturbina de 100 kW financiado por el entonces Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MICT). Previamente a la instalación del aerogenerador se llevó a cabo un la elaboración de un mapa de curvas del potencial eólico en España. El resultado fue que las zonas con mayor potencial eólico fueron las zonas noroeste, nordeste, valle del Ebro, zona del estrecho, Baleares y Canarias. El Cerro del Cabrito en Tarifa (Cádiz) resulto el emplazamiento con mayor potencial eólico (1432 W/m²) y fue el lugar en el que finalmente se instala el aerogenerador de 100 kW en 1982. Los trabajos financiados por el mismo Ministerio a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), realizados entre 1981 y 1986, logran la creación de un embrión de industria nacional, basada en ese momento en aeroturbinas de pequeño y medio tamaño. En este período se realizaron actuaciones legislativas que se concretaron en la Ley 82/80 de 30 de diciembre, sobre Conservación de la Energía, de amplia repercusión. El Plan de Energías Renovables de 1986 (PER-86) enmarcó una serie de directrices que favorecieron la instalación de los primeros parques eólicos, de unos 300 kW, creados por colaboración entre el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE-MICT), Comunidades Autónomas, compañías eléctricas y empresas privadas.

En 1988 se inició el segundo Plan de Energía Renovables (PER-89), el cual consideraba las indudables ventajas de estas energías desde el punto de vista de política energética, autonomía de recursos y aspectos medioambientales. El PER-89 estableció criterios de competitividad en los que se atendía más a los aspectos productivos, precio y calidad, que a las subvenciones directas para el desarrollo tecnológico.

El progreso de la tecnología nacional, fruto de las medidas de apoyo de los sucesivos Planes de Energías Renovables, permitieron tener en 1990 cuatro parques eólicos operativos de un total de ocho, mientras la industria nacional lograba aerogeneradores competitivos que superaban los 100 kW, constituyentes o precursores de los actuales aerogeneradores instalados en los parques eólicos (IDAE, 2009 y Fernández Díez, 2002).

Los aerogeneradores instalados en la década de los 80 y 90 en España eran de tecnología convencional de eje horizontal tripala según el concepto danés y fueron de las siguientes potencias (ver Figura 2.20.): 20 kW, 30 kW, 55 kW, 100 kW (instalado en Tarifa en 1982), 150 kW, 250 kW y 300 kW (instalados en 1993), 1200 kW (instalado en Galicia en 1989).



Figura 2.20. Imagen de aerogeneradores eólicos con torre de celosía instalados en Tarifa (Cádiz) en la década de los 80 (Fuente: Escudero López, 2004).

El nivel tecnológico logrado tras esta época, junto con la producción eléctrica, situaron en 1990 a nuestro país en el cuarto lugar en Europa en cuanto a potencia instalada (en MW), la cual totalizó un 25% de la potencia total mundial. Tras esos años de maduración tecnológica y basándose en la experiencia adquirida, España pasó a ocupar uno de los primeros lugares mundiales en los inicios del siglo XX en cuanto a fabricación, instalación y explotación de grandes parques eólico (Escudero López, 2004).

2.2. CONCEPTOS GENERALES DE LA ENERGÍA EÓLICA.

En el presente apartado se procede a describir desde una perspectiva técnica y generalista, los principales conceptos teóricos relativos a la energía eólica procedente del viento y a su explotación mediante la utilización de aerogeneradores eólicos.

Dentro de las energías renovables, la energía eólica en todas sus modalidades, se constituye como una de las fuentes de generación de energía eléctrica más importantes y con mayor potencial de explotación tanto en la conexión a las redes eléctricas como en redes aisladas.

2.2.1. Conceptos generales de la energía eólica.

A continuación se desarrollan de manera general en los sub-apartados siguientes los principales conceptos teóricos, meteorológicos y la valoración de una serie de factores técnicos necesarios para la comprensión de la energía renovable eólica.

Definición de energía eólica.

La energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, aquella que se obtiene de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y de las vibraciones que el aire produce.

La energía eólica puede considerarse como energía solar que se almacena en la atmósfera en forma de calor distribuido de modo no homogéneo y se puede por tanto considerar que la energía eólica es energía solar indirecta (González Velasco, 2009).

El aire.

El aire es una mezcla de gases y es el componente fundamental de la atmósfera. Los gases pueden definirse como cuerpos sin forma ni volumen propios y con tendencia a dispersarse uniformemente por el espacio.

Con objeto de poder comprender la dinámica atmosférica se indican las principales propiedades del aire y las características físicas asociadas, las cuales conforman los elementos del clima (Aguilera Arilla, 2000):

- Movilidad: la velocidad del viento es una característica física del aire.
- Peso: la densidad es una característica física del aire.
- Capacidad para realizar una fuerza: la presión es una característica física del aire.
- Capacidad para contener vapor de agua: la humedad (relativa y absoluta) es una característica física del aire.
- Comportamiento térmico: la temperatura del aire es una característica física del aire.

La estructura de la atmósfera.

La atmósfera es la capa gaseosa que envuelve a la tierra y está compuesta fundamentalmente por Nitrógeno (78,08%) y Oxígeno (20,94%). La distribución de los diferentes elementos gaseosos que la componen y la densidad del aire varían con la altura. Presenta una estructura vertical en capas de diferente composición y comportamiento dinámico (ver Figura 2.21.), que se describen sintéticamente a continuación (Aguilera Arilla, 2000):

- Troposfera: es la capa más próxima a la superficie terrestre y alcanza una altura en vertical hasta los 17 kilómetros. Es la capa que contiene las tres cuartas partes de la masa gaseosa de la atmósfera. En esta capa es donde se producen los fenómenos meteorológicos y donde se producen los movimientos de las masas de aire tanto en sentido horizontal como en sentido vertical. Dentro de la misma existe varias sub-capas: la *Peplopausa* (se extiende desde la superficie hasta unos 3000 metros de altura y presenta gran actividad dinámica de la atmósfera); la *capa libre* y la *tropopausa* o límite superior (con temperaturas de -60 °C).
- Estratosfera: se extiende desde la tropopausa hasta la estratopausa (a unos 50 Km. de altura) y la temperatura en la misma se mantiene casi constante y contiene la capa de ozono.
- Mesosfera: es la capa media y está situada entre los 50 y los 80 Km. de altura, alcanzándose temperaturas de hasta -100 °C. Su límite es la mesopausa.
- Termosfera: en esta capa la temperatura aumenta sin interrupción y puede alcanzar los 1000 °C. El final de esta capa es la *termopausa*.

Desde el punto de vista de la energía eólica la Troposfera es la capa relevante debido a que el viento en superficie apto para las aplicaciones eólicas se produce en un segmento de la atmósfera de unos cientos de metros desde la superficie de la tierra.

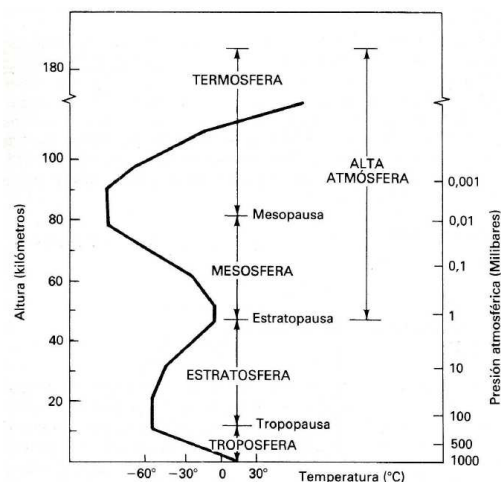


Figura 2.21. Estructura de la atmósfera (Fuente Aguilera Arilla, 2000).

El viento.

El origen de la energía eólica está en el viento. El viento es toda masa de aire en movimiento ocasionado por una diferencia de presión (Aguilera Arilla, 2000): su movimiento es tridimensional, aunque normalmente solo se considera la velocidad y dirección de la componente horizontal. Se denomina corriente de convección a los movimientos de aire en sentido vertical.

El viento surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre y son corrientes de convección producidas por el calentamiento diferencial en diferentes puntos geográficos que reciben diferentes cantidades de radiación solar. La tierra recibe energía procedente del sol mediante radiación (100000 TW/h) y en algunas zonas puede llegar a ser de 2000 kW/m² (De Juana Sardón, 2001). Entre el 1% y el 2 % de esta energía solar se transforma en energía eólica capaz de proporcionar una potencia del orden de 10 elevado a 17 kW (Fernández Díez, 2002).

En los lugares de la tierra que reciben mayor cantidad de radiación solar, el aire en contacto con la tierra o el mar se calienta más, y en consecuencia se expande, disminuyendo su densidad y elevándose dejando un vacío que es ocupado por masas de aire más frío. Esas masas de aire frío provienen de zonas de la tierra que reciben menor radiación solar, y el aire en contacto con ellas tiene temperaturas más bajas y por tanto se expande menos, teniendo mayor densidad, por lo que se traslada a las capas inferiores de la atmósfera hasta que ocupa el lugar dejado libre por las masas de aire caliente que han ascendido (González Velasco, 2009).

Circulación general de la atmósfera en superficie.

La circulación general de la atmósfera representa el flujo de aire alrededor del planeta (ver Figura 2.22.).

El calentamiento irregular de la superficie de la tierra es la fuerza que impulsa la circulación general de la atmósfera, al recibir unas superficies más calor que otras lo cual origina diferenciales de presión que dirigirán la circulación atmosférica. En la tierra existen unas distribuciones de presiones medias (altas y bajas presiones) en los diferentes continentes, las cuales son la causa del movimiento del aire y debido a la relativa estabilidad de los centros de presiones se da la existencia de unos sistemas de vientos dominantes en superficie en las diferentes latitudes (vientos alisios en los 30° de latitud, vientos del oeste entre los 30° y los 60° de latitud, vientos de componente este en los 60° de latitud, vientos tropicales en la zona de calmas ecuatoriales, etc.), los cuales son los que afectan al rendimiento eólico. Existe además la circulación atmosférica en altura, a partir de los 1000 metros de altura que está fuera del ámbito de influencia de los vientos de superficie (Aguilera Arilla, 2000).

Fuerzas que afectan al viento.

Las principales fuerzas que afectan al viento, desde el punto de vista físico son las siguientes: la fuerza de Coriolis, la fuerza del gradiente de presión y la fricción (CENER, 2005).

-La fuerza de Coriolis: Como consecuencia del movimiento de rotación de la tierra cualquier desplazamiento de las masas de aire es desplazado hacia el oeste por una fuerza aparente. Esta fuerza aparente que hace que la trayectoria se curve es conocida como fuerza de Coriolis, en honor al matemático francés Gustave-Gaspard Coriolis (1792-1843).

La fuerza de Coriolis es perpendicular al movimiento del aire y afecta a los vientos de la siguiente forma (De Juana Sardón, 2001): el viento sube desde el ecuador y se desplaza a través de las capas más altas de la atmósfera hacia el norte y hacia el sur. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la corriente de Coriolis evita que los vientos se desplacen más al norte o más al sur respectivamente. En la latitud 30° se encuentra un área de altas presiones que hace que el viento empiece a descender nuevamente. Cuando el viento asciende desde el Ecuador se forma un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo que atrae a los vientos del norte y del sur, mientras en los polos habrá altas presiones debido al aire frío. El aire caliente asciende en la atmósfera hasta una altura de unos 10 kilómetros, y desde esa posición se extiende tanto en dirección norte como en dirección sur (Figura 2.22).

En el hemisferio norte por efecto de la aceleración de Coriolis los movimientos de las masas de aire que se dirigen hacia las bajas presiones se desvían hacia la derecha dando lugar a una circulación ciclónica en sentido contrario a las agujas del reloj, siendo en el hemisferio sur la circulación en el sentido de las agujas del reloj (González Velasco, 2009).

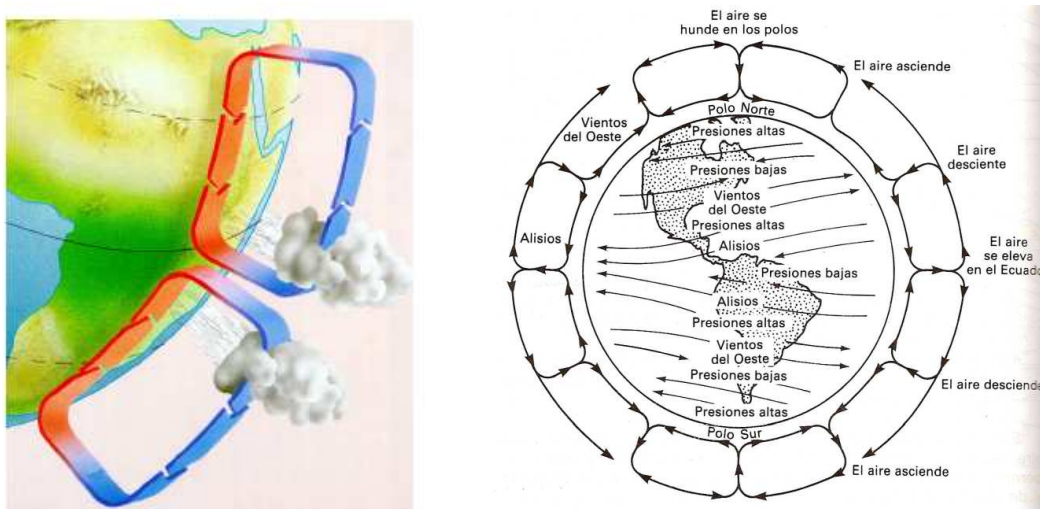


Figura 2.22. Desplazamientos de las masas de aire en la atmósfera en función de las diferentes temperaturas (izda.) y esquema de la circulación general atmosférica (Fuente: Fernández Díez, 2002 y Aguilera Arilla, 2000).

-La fuerza del gradiente de presión: la presión atmosférica es la presión ejercida por la atmósfera en un punto específico como consecuencia de la acción de la fuerza de la gravedad sobre la columna de aire que se encuentra encima de ese punto. La diferencia de presiones hace que el aire se mueva desde la zona de presión más alta a la zona de presión más baja. Este movimiento es el que genera el viento.

La *isobara* es una línea que une puntos de igual presión: a mayor proximidad de las isobaras mayor diferencia de presión entre los puntos y por tanto mayor gradiente de presión, lo que tiene como consecuencia que los vientos serán más fuertes. Si las isobaras están más separadas, la diferencia de presión entre unos puntos y otros será menor, lo que implica un gradiente de presión más pequeño y los vientos serán más suaves (CENER, 2005). El movimiento horizontal del aire se establecería desde los centros de alta presión hasta los de baja presión, y la dirección del viento sería perpendicular a las líneas de isobaras dependiendo su intensidad de dos factores: el gradiente de presión y de la densidad del aire (Aguilera Arilla, 2000).

-La fricción: el movimiento del aire se ve frenado por la superficie terrestre disminuyendo su velocidad. La dirección de la fuerza de fricción o rozamiento es opuesta a la dirección del viento. La fuerza de fricción sobre el viento empieza a actuar sobre la superficie terrestre hasta una altura próxima a los 1000 metros, dejando de influir sobre el viento a partir de esa altura.

La velocidad del viento en superficie formaría un ángulo respecto a las isobaras, y dicho ángulo depende de la fuerza de rozamiento, siendo menor en los océanos (10 a 15°) que en tierra (hasta 30°): ver figura 2.23. (CENER, 2005 y Aguilera Arilla, 2000).

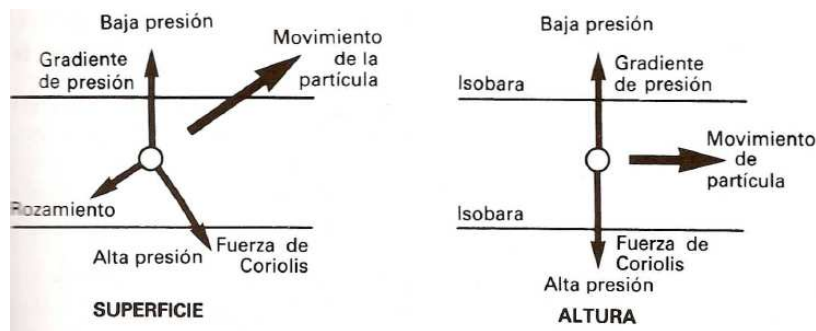


Figura 2.23. Esquema del equilibrio dinámico del viento en superficie y en altura (Fuente: Aguilera Arilla, 2000).

Todos estos factores influyen en las direcciones dominantes de los vientos en superficie, las cuales son muy importantes en la selección de los emplazamientos de los parques eólicos y en la ubicación de los aerogeneradores dentro de los mismos, aunque hay que tener en cuenta que adicionalmente los obstáculos geográficos locales pueden modificar las condiciones de viento (González Velasco, 2009).

Tipos de vientos.

Adicionalmente al conocimiento de los vientos generales de la atmósfera, es preciso disponer del conocimiento de los vientos de superficie tanto generales como locales y de los factores que modifican el régimen general de dichos vientos. Estos aspectos son de suma importancia y deben ser considerados en el proyecto de los parques eólicos tanto en la definición del emplazamiento como en la ubicación de los aerogeneradores en el mismo.

En general, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales, por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento del viento es sensiblemente horizontal y se determina y refiere mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del Norte geográfico. Existen los denominados *vientos geostróficos* que se producen a unos mil metros sobre el nivel del suelo, y que se generan por las diferencias de temperatura y presión estando afectados de forma mínima por la superficie terrestre (Fernández Díez, 2002).

Se describen a continuación de manera sintética algunos de los principales tipos de vientos de superficie que son los que pueden afectar a los potenciales emplazamientos de parques eólicos y al recurso eólico (Fernández Díez, 2002):

- **Vientos sinópticos:** sopla en la horizontal y se puede esquematizar su movimiento por un vector orientado en el sentido en el cual sopla y su origen está situado en el lugar de observación.
- **Vientos regionales:** están regidos por los desplazamientos a escala sinóptica de las masas de aire cuyo desplazamiento va desde las altas presiones a las bajas presiones. En España por ejemplo se dan los vientos de Levante (soplan en dirección este-oeste y noreste-oeste) y los vientos de poniente (soplan en dirección sur-este y sureste-este). Están influenciados por factores meteorológicos como la posición de los centros de bajas presiones, por factores topográficos del terreno que influyen en la dirección del viento a nivel de superficie, y por la frecuencia de las direcciones del viento.
- **Brisas:** los movimientos característicos del aire (ver Figura 2.24.) en la dirección tierra-mar en las costas, y en los lagos en al dirección tierra-agua durante el día (brisa marina) y en sentido inverso a la noche (brisa terrestre), originan el tipo de viento denominado Brisa. Estos vientos se producen por los diferenciales de temperatura de las masas de aire en superficie y en altura (de día el aire se calienta en superficie y asciende, el aire desplazado es ocupado por las masas de aire más frío provenientes del mar o del agua, generándose un movimiento continuo de masas de aire).

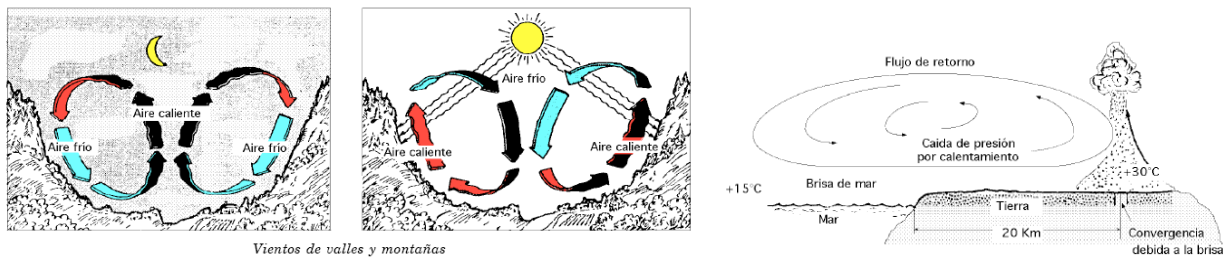


Figura 2.24.: Esquema de desplazamientos de las masas de aire en un viento del tipo brisa y en los vientos locales de montaña (Fuente: Fernández Díez, 2002).

- **Vientos locales de tierra:** las condiciones orográficas locales influyen considerablemente en el potencial eólico de una zona y se puede dar el caso que dos zonas muy próximas geográficamente puedan tener condiciones eólicas muy diferentes. Los valles y las zonas entre dos montañas (ver Figura 2.24.) afectan significativamente al potencial eólico al variar el viento con la altura de manera notable. Al salir el sol las capas de aire en las zonas elevadas se calientan y ascienden; el espacio dejado es ocupado por el aire frío del valle que asciende por la ladera de las montañas. Durante la noche se produce el efecto inverso, ya que las zonas altas se enfrían más rápidamente y el aire frío en contacto con las mismas desciende por la ladera hasta las zonas bajas desplazando el aire más cálido del valle hacia arriba. Esta variación es consecuencia de la capa límite que se produce en el contacto entre dos capas con diferente viscosidad (aire y tierra), (González Velasco, 2009).
- **Vientos catabáticos y anabáticos:** el viento catabático (ver Figura 2.25.) es el que se origina debido al descender aire frío desde zonas elevadas en las mesetas y montañas hasta otras zonas más bajas en valles; son vientos que se desplazan a través de laderas y valles y está condicionado por la orografía de la zona. El viento anabático presenta una componente vertical ascendente.

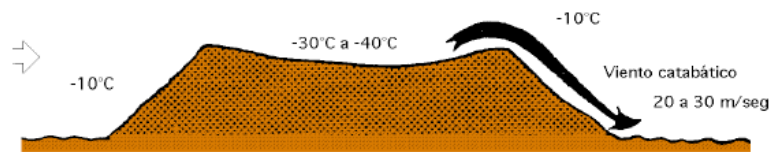


Figura 2.25.: Esquema de desplazamientos de las masas de aire en un viento del catabático (Fuente: Fernández Díez, 2002).

- **Viento Föhn:** es un viento fuerte, seco y cálido que se produce en las laderas de sotavento de las montañas (contrarias a la dirección en que sopla el viento). El aire que desciende por la ladera de sotavento está seco y se va calentando a razón de 10°C por Km. de descenso. El recurso eólico de mayor rendimiento es el que se presenta en laderas de pendientes suaves y libres de obstáculos, ya que el aire fluye en forma de corrientes de fluido lo cual hace que su velocidad aumente (Aguilera Arilla, 2000).

2.2.2. Caracterización del viento como recurso eólico: parámetros de influencia.

Los parámetros de tipo conceptual así como las características técnicas relacionadas con el aprovechamiento del viento como recurso eólico se describen de manera sintética en los sub-apartados siguientes. Para una mayor profundización de los conceptos expuestos nos remitiremos a la bibliografía utilizada en la tesis.

La caracterización del recurso eólico en un emplazamiento como concepto es de capital importancia para la toma de decisión de la instalación de un parque eólico, ya que en función del recurso eólico disponible se podrá calcular la viabilidad económica del proyecto de parque eólico en relación al número de aerogeneradores a instalar y a la energía que producirá el parque a lo largo de su vida útil (CENER 2005). Para poder conocer las características del recurso eólico de un emplazamiento potencial es necesario conocer, previamente a la instalación del parque eólico, la potencia eólica del viento en las diferentes zonas del emplazamiento, a diferentes alturas y en un periodo de tiempo prolongado. Para ello (CENER

2005), se debe llevar a cabo una campaña de medidas del viento para poder verificar los parámetros técnicos del mismo (velocidad, dirección, temperatura, presión), y posteriormente realizar un tratamiento estadístico de los datos obtenidos y calcular la producción de energía eléctrica del parque eólico.

Campaña de medidas del viento.

Respecto a la campaña de medidas del viento en el emplazamiento eólico, tiene como objeto el disponer de medidas fiables del recurso eólico y los parámetros a medir son los siguientes (CENER 2005):

-Velocidad del viento: medida en metros/segundo es el factor principal del recurso eólico. La medición se lleva a cabo mediante anemómetros y sensores de viento ubicados a una altura determinada (normalmente entre 40 y 100 m) en una zona sin obstáculos. Si se realizan mediciones a diferentes alturas en el mismo punto de medición, se puede entonces obtener el factor de cizalladura del viento la cual nos aportará la altura óptima del buje del aerogenerador y por lo tanto la altura de la torre.

-Dirección del viento predominante: es un factor muy importante para definir la orientación del conjunto de aerogeneradores en el emplazamiento del parque eólico. Las mediciones se llevan a cabo mediante veletas a la misma altura que los anemómetros y sensores de viento.

-Temperatura del aire: es un factor que nos indica las condiciones medio ambientales del emplazamiento y se mide generalmente en la altura del buje y a unos 2 ó 3 metros de la superficie. Se utiliza para calcular la densidad del aire, que a su vez nos permitirá calcular la potencia suministrada por el aerogenerador.

-Presión atmosférica: es un factor que nos permitirá calcular la potencia disponible en una instalación eólica.

Tratamiento estadístico de los datos del viento.

Con los datos obtenidos en la campaña de medición llevada a cabo en el emplazamiento, con el objetivo de calcular la producción de energía eléctrica del parque eólico con un diseño de aerogeneradores y de situación de los mismos en el parque a determinar, la siguiente fase consiste en llevar a cabo un tratamiento estadístico de los datos para poder calcular los factores básicos necesarios para el mencionado objetivo. Estos parámetros básicos son los siguientes (CENER 2005):

-Rosa de los vientos: mediante la rosa de los vientos se estudia el comportamiento direccional del viento. Los datos de cada sector de dirección se agrupan y de este modo se construyen las rosas de los vientos. Los factores técnicos que se obtienen son el porcentaje relativo de viento en cada dirección; la velocidad media en cada sector (m/s); la distribución direccional de la energía. Las rosas de los vientos permiten diseñar la distribución y ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento de forma perpendicular a la dirección predominante del viento, evitando las estelas entre los mismos mediante una separación mínima, ya que las estelas producen pérdidas en la producción de energía (ver Figura 2.26.).

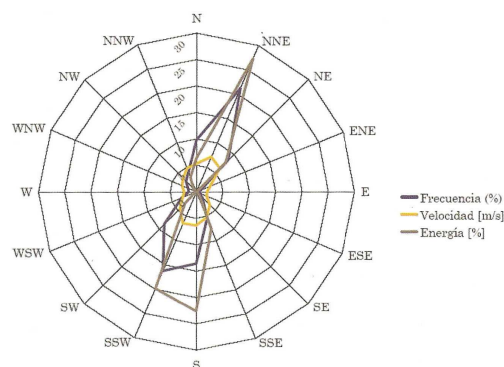


Figura 2.26.: Gráfica de Rosa de los vientos (Fuente: CENER, 2005).

-Distribución de la probabilidad de la velocidad del viento: se analiza el comportamiento de la velocidad del viento en el punto de medida. La distribución de probabilidad se obtiene agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad del viento y representando el porcentaje o probabilidad de cada intervalo, cuyos datos se representan en un histograma de velocidades del viento (Figura 2.27.). Con los datos registrados para la probabilidad del viento se puede obtener información sobre cuáles son las velocidades

de viento más frecuentes, el porcentaje de periodos de calma y de vientos extremos con velocidades máximas, las velocidades mínimas y las velocidades medias por intervalos.

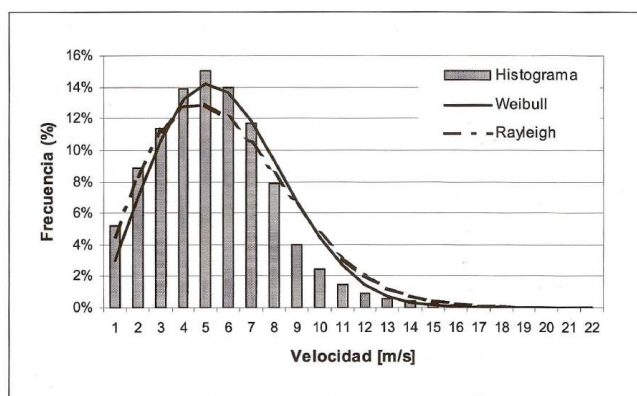


Figura 2.27. Histograma de velocidades de viento y curva de distribución de Weibull y Rayleigh (Fuente: CENER, 2005).

-Curva de duración de la velocidad del viento: representa la probabilidad acumulada de que se supere una velocidad de viento determinada. De la curva de datos de duración del viento obtenida en la fase de medición se puede determinar el tiempo que un aerogenerador estará funcionando en el emplazamiento, el tiempo de parada por exceso o por falta de viento. Con los datos de duración del viento en el emplazamiento se caracteriza el recurso eólico, y junto con la distribución de probabilidades del viento y la curva de potencia del aerogenerador se puede realizar el cálculo de la producción de energía del aerogenerador en el emplazamiento donde se ha realizado la medición.

-Distribución de Weibull y Raleigh: ambos modelos son tipos de distribuciones de probabilidad analíticas que se emplean para describir el comportamiento del viento cuando se utilizan modelos matemáticos de campo de viento. Generalmente se requieren datos de velocidades de viento de un periodo significativamente largo que típicamente suele ser de 1 año por lo menos, y la forma gráfica de las distribuciones de Weibull y Raleigh se ajustan generalmente a las de los histogramas de velocidad del viento (ver Figura 2.27.). Además de su utilización en los modelos matemáticos de campo de viento sirven para realizar la estimación de la producción energética del aerogenerador.

-Perfil vertical del viento con la altura: debido al efecto del rozamiento del aire con la superficie terrestre se produce una disminución de la velocidad del viento en superficie, aumentando la misma a medida que se incrementa la altura. El recurso eólico por lo tanto es mayor a mayor altura sobre el nivel del suelo. A la variación de la velocidad del viento con la altura se le denomina perfil vertical del viento, y para definir correctamente la velocidad de un emplazamiento se debe proporcionar el valor medio y la altura sobre el suelo a la que se realizó la medición. El factor de perfil vertical del viento tiene su aplicación en la configuración de un parque eólico (CENER, 2006), ya que los modelos de perfil vertical del viento se utilizan para determinar y seleccionar la altura óptima del rotor del aerogenerador con objeto de incrementar la producción de energía del parque.

-Intensidad de turbulencia: la turbulencia del viento se define como la variación temporal y espacial de la velocidad del viento en el intervalo de 0 a 10 minutos y en altura hasta varias decenas de metros. La turbulencia atmosférica de un emplazamiento de parque eólico es un factor que es necesario caracterizar al ser determinante debido a que genera cargas dinámicas y estructurales en los aerogeneradores y variaciones en la potencia a suministrar. El parámetro que se utiliza para caracterizar la turbulencia es el porcentaje (%) de turbulencia, se mide en porcentaje (%) y se calcula para periodos típicamente de 10 minutos. En emplazamientos para parques eólicos con intensidades de turbulencia > 30% no se recomienda la instalación de aerogeneradores, al tratarse de terrenos complejos, con pendientes acusadas, obstáculos y estelas de aerogeneradores.

Existe una normativa internacional IEC 61400-1 que indica la clasificación de los aerogeneradores, los cuales se diseñan y se fabrican para ser instalados en emplazamientos en función de la velocidad media, la altura del buje y de la turbulencia del viento. En base a esto existe una clasificación en *clases* de aerogeneradores (Clase I, II, III, IV, S) en función del tipo de velocidad media de viento para el que son especificados.

La norma internacional que aplica y que define las *clases* de aerogeneradores en función de las velocidades del viento y de la intensidad de turbulencia del viento es la IEC-61400-1 y se describe en la Figura 2.28. En la tabla de la Figura 2.28. los valores de Clase A indican una categoría para características de turbulencia alta, los valores de clase B indican una categoría para características de turbulencia baja, I15 es el valor característico de la intensidad e turbulencia a velocidad de 15 m/s y el valor de a es una constante.

WTGS class	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30	Valores a especificar por el diseñador
V_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	6	
A $I_{15}(-)$	0.18	0.18	0.18	0.18	
a(-)	2	2	2	2	
B $I_{15}(-)$	0.16	0.16	0.16	0.16	
a(-)	3	3	3	3	

V_{ref} = Velocidad de viento promedio de referencia durante 10 minutos

V_{ave} = Velocidad de viento media de 1 año a altura de buje

Figura 2.28. Clasificación de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento y de la intensidad de turbulencia según norma IEC-61400-1 (Fuente: IEC y CENER).

-Factor de rafagosidad: la definición de ráfaga es una variación temporal de la velocidad del viento que se puede caracterizar por factores tales como la aceleración, la duración, la amplitud y la forma. Debido a estas variaciones se pueden generar cargas adicionales en los aerogeneradores que es preciso identificar, y para ello se utiliza lo que se define el factor de rafagosidad que es el cociente entre la velocidad máxima instantánea registrada en le periodo de medición dividido por la velocidad promedio registrada en el periodo de medida.

-Racha de viento: es una desviación transitoria (positiva o negativa) de la velocidad del viento con respecto a su valor medio. Su duración es muy corta en la escala de tiempo.

Influencia de las características del viento.

El viento, considerado como un recurso energético posee una serie de características que influyen en su disponibilidad como fuente de suministro de energía de origen eólico. El viento presenta una serie de importantes variaciones de sus características debidas a la escala temporal, a la escala espacial tanto en la dirección vertical como en la horizontal, y tanto en superficie como en altura. La variación en la velocidad del viento implica una variación muy importante en la energía producida ya que la potencia disponible del viento por unidad de área expuesta al viento es proporcional al cubo de la velocidad.

En relación a la energía eólica, la influencia de las características del viento se dan sobre los siguientes aspectos (CENER, 2005):

- Selección de emplazamientos de parques eólicos: la instalación de los mismos está influenciada por el régimen de variación de los vientos locales.
- La estimación de la producción energética del parque eólico debido a las distribuciones de viento y sus velocidades medias.
- El diseño del parque eólico: deben tenerse en cuenta las condiciones extremas del viento, velocidades máximas, rachas de viento, turbulencias, etc.

Dirección y velocidad del viento.

En superficie el viento viene definido por dos parámetros principales: dirección en el plano horizontal y velocidad. Son parámetros que se utilizan en la definición del potencial eólico de los emplazamientos de los parques eólicos. La dirección del viento viene definida por el punto del horizonte del observador desde el cual sopla. Para determinar la dirección del viento actualmente se utiliza internacionalmente la rosa de los vientos, la cual está dividida en 360° y el cálculo se realiza tomando el norte como origen y contando los grados el sentido de giro del reloj. La dirección del viento se mide de forma tradicional con la veleta, que debe instalarse de acuerdo a los procedimientos internacionales para evitar perturbaciones. A partir de los 10 metros de altura las perturbaciones no afectan a la medida (Escudero López, 2004).

La velocidad del viento se mide mediante la escala de Beaufort: esta escala comprende 12 grados de intensidad y se mide en nudos náuticos. Para el análisis de la velocidad del viento con fines energéticos se emplea como unidad de medida de la velocidad los m/s (Escudero López, 2004 y De Juana Sardón, 2001). El aparato utilizado de forma tradicional para realizar la medición de la velocidad del viento es el anemómetro, y recientemente mediante sensores electrónicos. El anemómetro (Figura 2.29.) es un dispositivo con un eje vertical y 3 o más cazoletas que se mueven alrededor del mismo, y al girar permiten medir la velocidad del viento (Escudero López, 2004).

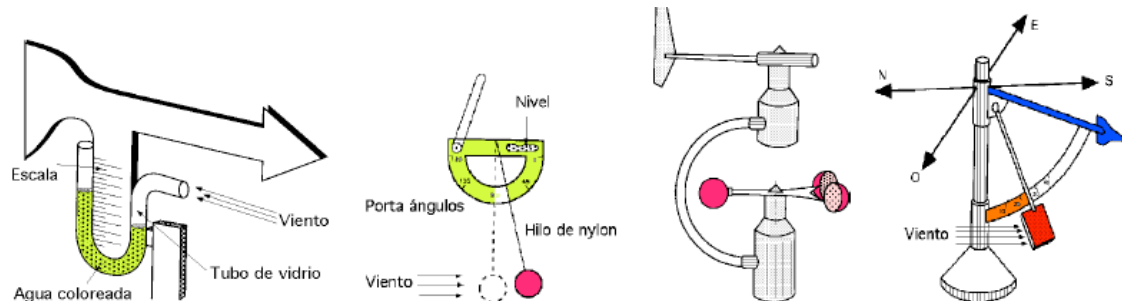


Figura 2.29. Diferentes tipos de anemómetros para la medición de la velocidad del viento (Fuente: Fernández Díez, 2002).

Factores de influencia locales.

Adicionalmente a los conceptos de la circulación general atmosférica y del régimen de vientos generales, existen una serie de factores de diferente naturaleza que influyen en las características de los vientos locales y en el rendimiento eólico obtenido en los emplazamientos. Algunos de estos factores topográficos que afectan al flujo del viento en superficie son los mencionados a continuación (CENER, 2005):

-Factores orográficos del terreno (ver Figura 2.30.): la orografía modifica el flujo del viento e influye sobre la velocidad del viento, la dirección del viento y sobre las turbulencias que pueden generar en el mismo. Existen puntos geográficos singulares donde la velocidad del viento se acelera y favorece el aprovechamiento eólico.

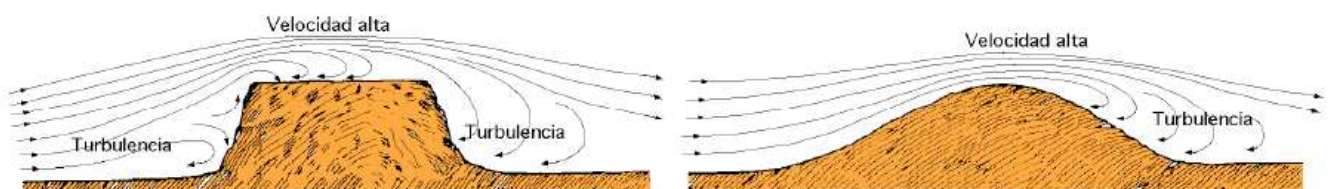


Figura 2.30. Esquema de la influencia de la orografía sobre la velocidad del viento y sobre las turbulencias (Fuente: Fernández Díez, 2002).

- Factores de barrera: el viento es desviado al encontrarse con montañas y cadenas montañosas y se origina un efecto de barrera.
- Encauzamiento: se origina cuando la dirección del viento es paralela a los accidentes orográficos lo cual produce el efecto de encauzamiento o canalización del mismo, incrementándose la velocidad en vaguadas y depresiones.
- Efecto esquina: se produce cuando el viento bordea factores geográficos elevados y proyectados hacia el mar, como por ejemplo en un cabo donde los flujos de aire sufrirán un aumento en su fuerza y un cambio en su dirección.
- Elevaciones del terreno: pueden ser del tipo montañas, colinas, acantilados, etc. Elevan la altura de instalación del buje de los aerogeneradores donde la intensidad del viento es mayor, produciéndose una mayor aceleración del flujo del viento incrementándose la energía disponible en el mismo.
- Depresiones del terreno: pueden ser del tipo valles, cuencas, gargantas, etc. Los vientos locales predominantes pueden ser canalizados y aumentar de este modo la velocidad del viento.

Como un aspecto importante a mencionar en relación al tratamiento estadístico de los datos de viento, con objeto de diseñar el tipo y la configuración de un parque eólico en el emplazamiento, está el de la utilización de los modelos de campo de viento (CENER, 2005), los cuales proporcionan la modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos en un emplazamiento determinado (ejemplo de modelos de viento son los UASP desarrollado por el instituto Risoe de Dinamarca).

2.2.3. Estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico: parámetros de influencia.

Potencia eólica. De forma complementaria a la recopilación de datos en el emplazamiento se desarrolla el concepto de potencia eólica teórica de un aerogenerador, el rendimiento teórico y el rendimiento real (González Velasco, 2009).

Un factor de la configuración del aerogenerador es el *área de barrido del rotor* (el formado por el diámetro de las palas unidas al rotor del aerogenerador): el área de barrido del rotor nos determina la cantidad de energía del viento que es capaz de capturar el aerogenerador (De Juana Sardón, 2002).

El concepto teórico del tubo de corriente (De Juana Sardón, 2002) representado de forma teórica en la Figura 2.31., nos indica que el rotor del aerogenerador frena el viento V_1 que incide en el área de barrido capturando su energía cinética convirtiéndola en energía rotacional. Esto implica que el viento se moverá de manera más lenta en la zona izquierda de la Figura 2.31. con una velocidad V_2 más lenta que la velocidad V_1 de entrada. Debido a que la cantidad de aire por segundo que atraviesa la zona del área barrida por el rotor en la zona derecha V_1 debe ser igual a la que abandona el área del rotor en la zona izquierda V_2 , el aire ocupará una mayor sección transversal detrás del plano del rotor y por lo tanto un gran volumen.



Figura 2.31. Esquema representativo del concepto teórico del tubo de corriente con la velocidad del flujo de viento a su paso por el rotor de un aerogenerador (Fuente: De Juana Sardón, 2002 y www.windpower.com).

La energía eólica está basada en el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire. La potencia es energía por unidad de tiempo, y si utilizamos la densidad del aire ρ (en condiciones normales a 15° C y al nivel del mar es 1,225 Kg./m³) y el área A barrida por las palas de un aerogenerador, la *potencia teórica* disponible en el viento se expresa con la siguiente fórmula (v es la velocidad del viento no perturbada) en la ecuación 1:

$$P = \frac{1}{2} (\rho A v^3)$$

De esta potencia teórica, el aerogenerador es capaz de convertir en energía eléctrica solamente una parte de la misma, por lo que hay que aplicar un coeficiente denominado C_p , denominado coeficiente de potencia, el cual es adimensional y representa la fracción de potencia total del viento que puede convertirse en energía eléctrica. Por lo tanto la fórmula de *potencia del aerogenerador aprovechable* será la siguiente en la ecuación 2:

$$P = C_p \frac{1}{2} (\rho A v^3)$$

De la potencia teórica del viento que puede aprovechar el aerogenerador, según la Ley de Betz de 1919 no se podría aprovechar más del 59,26% de la misma en un aerogenerador ideal (el coeficiente de

aprovechamiento máximo sería $C_p = 16/27$). Por lo tanto aplicando la Ley de Betz, la fórmula de la potencia teórica ideal de un aerogenerador quedaría definida por límite de Betz de la siguiente forma en la ecuación 3:

$$P = 16/27 \left[\frac{1}{2} (\rho A v^3) \right]$$

La potencia eólica extraída o captada del viento por el rotor de la máquina se conoce como Potencia Eólica Aprovechada (P_a). El rendimiento de conversión se describe por un Coeficiente de Potencia (C_p) definido como la relación entre la potencia aprovechada (P_a) y la disponible (P_d) cuya fórmula es ($C_p = P_a/P_d$). Es la fracción de la energía cinética del viento convertida en energía cinética de rotación en el rotor del aerogenerador. El coeficiente de potencia C_p viene dado por un valor único para una determinada velocidad media del viento y habitualmente alcanza valores máximos alrededor del 0,45 (González Velasco, 2009).

Este valor es el máximo valor de la potencia teórica contenida en el tipo de corriente del aire que es capaz de extraer el rotor de un aerogenerador. En síntesis, un aerogenerador eólico puede convertir teóricamente en energía mecánica como máximo un 59,26 % de la energía cinética del viento que incide sobre ella (Figura 2.32.).

Por lo tanto la curva que se representa en la Figura 2.32. está determinada por la siguiente ecuación (Teorema de Betz) que representa la máxima potencia que es posible captar del viento ($P_{captado}$) que se puede transformar en energía mecánica rotacional:

$$P_{captado} = 0,59 \cdot P_{viento}$$

donde 0,59 proviene del coeficiente de Betz ($C_p = 16/27 = 0,59$) y P_{viento} es la energía cinética del viento. En la curva de la Figura 2.32. se alcanza un máximo en $V_0 / V_1 = 1/3$ en relación a la Potencia captada P respecto a la Potencia del viento P_0 .

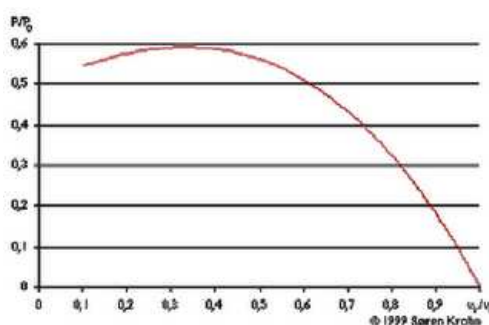


Figura 2.32. Gráfico de la máxima potencia que se puede extraer del viento por medio de un aerogenerador según el límite de Betz (Fuente: González Velasco, 2009).

La ley de Betz es una simplificación ya que no tiene presente algunos aspectos existentes en la práctica como resistencia aerodinámica de las palas, pérdida de energía por turbulencia de la estela, la compresibilidad del aire y la propia interferencia entre las palas. Es por lo tanto sólo una aproximación al problema de determinar la potencia que puede obtenerse de un aerogenerador eólico de eje horizontal, pero es útil para establecer un límite superior para el coeficiente de potencia C_p (rendimiento de conversión de potencia eólica-mecánica un aerogenerador).

Adicionalmente hay que tener en cuenta en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica real en el aerogenerador (potencia real) viene limitada por los rendimientos y las pérdidas de los diferentes sistemas del mismo: esta energía eléctrica real producida llegará a ser como máximo del 45% según algunos autores (González Velasco, 2009). Ver ejemplo en la Figura 2.33.

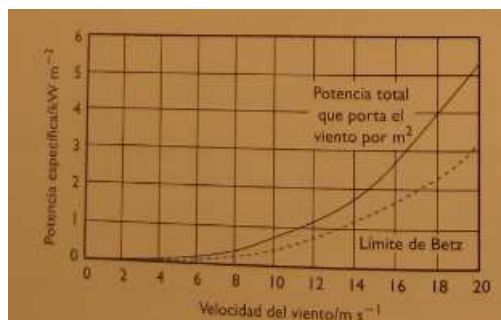


Figura 2.33. Relación entre la potencia del viento por metro cuadrado y la velocidad mostrado en línea continua según la ecuación 1 y en la línea de puntos potencia aprovechada por un aerogenerador ideal según la ecuación 3 del límite de Betz (Fuente: González Velasco, 2009).

Las principales pérdidas que hay que considerar en un aerogenerador para poder determinar la potencia real que puede producir y su rendimiento se enumeran a continuación (Escudero López, 2004). Pérdidas debidas a la *fricción del aire*, cuyo efecto consume energía que se podría estar captando del viento; este efecto se puede minimizar utilizando palas diseñadas aerodinámicamente para ofrecer la menor resistencia posible (en situación óptima incluso se pueden obtener pérdidas de hasta un 10%). *Pérdidas mecánicas* debidas a los componentes del aerogenerador (rodamientos caja multiplicadora, escobillas de los generadores, etc.): el diseño del aerogenerador debe realizarse con las mínimas pérdidas mecánicas posibles ya que estas son más significativas con vientos débiles. *Pérdidas eléctricas* en forma de calor debido a los diferentes componentes como cables, generador, circuito de conexión, etc. *Pérdidas debidas a los componentes electrónicos* (rectificadores, inversores, transformadores, etc.), que hay que tener en cuenta aunque son menores que los citados anteriormente (ver Figura 2.34.).

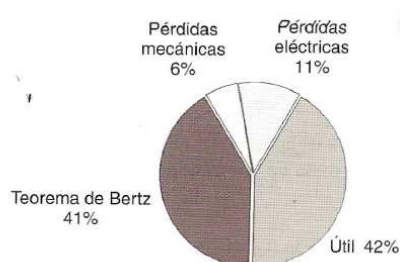


Figura 2.34. Esquema de la relación de pérdidas que afectan al rendimiento teórico total de un aerogenerador eólico (Fuente: Escudero López, 2004).

Los factores más influyentes para determinar la potencia de un aerogenerador eólico son el diámetro del rotor, la densidad del aire (a causa de las variaciones de la presión y de la temperatura) y la velocidad del viento (Escudero López, 2004).

Con objeto de determinar el rendimiento en cuanto a eficacia de los aerogeneradores eólicos y turbinas eólicas se puede utilizar la relación de velocidad tangencial TSR (*Tip Speed Ratio*) de cada uno de ellos. Esta relación TSR es un concepto sustitutivo del nº de revoluciones del aerogenerador a efectos de cálculo (Escudero López, 2004) e indica la relación de la velocidad en la punta o extremo de la pala, que sirve para comparar el funcionamiento de dispositivos eólicos diferentes. La relación TSR se puede desarrollar como una fórmula en la que se le denomina lambda y que consta de los siguientes factores:

$$\lambda = \frac{r_{aero} \cdot \omega_{aero}}{v_{viento}}$$

Donde los factores de la fórmula anterior son los siguientes:

$$\lambda = \text{TSR}$$

r_{aero} = radio aerogenerador en $[m]$

ω_{aero} = velocidad angular de la turbina en $\left[\frac{rad}{s}\right]$

v_{viento} = velocidad del viento en $\left[\frac{m}{s}\right]$.

Mediante la relación TSR se puede llevar a cabo un estudio comparativo del comportamiento del coeficiente de potencia C_p para cada tipo de aerogenerador y turbina eólica en función de los valores que presentan, tal y como se muestra en la Figura 2.35.

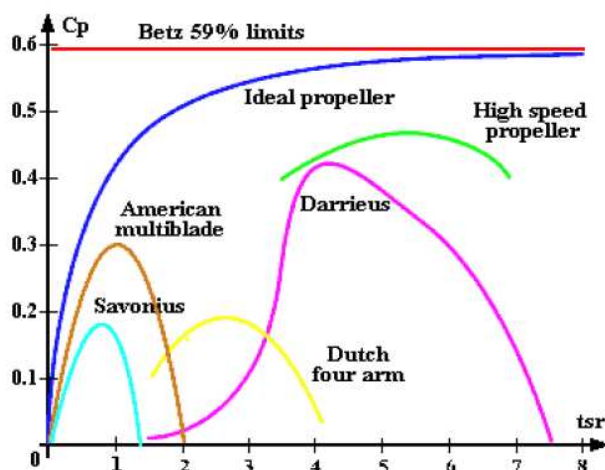


Figura 2.35. Esquema gráfico de la variación del coeficiente de potencia C_p respecto a la relación de la velocidad tangencial en punta de pala para diferentes modelos de aerogeneradores eólicos y turbinas eólicas (Fuente: Escudero López, 2004).

Como consecuencia de los datos presentados en la Figura 2.35. se observa que el aerogenerador de tipo horizontal de alta velocidad (HAWT) es el que presenta un valor más alto de coeficiente de potencia C_p (rendimiento de conversión de potencia eólica-mecánica un aerogenerador) con valores próximos a 0,45 teniendo en cuenta que el valor teórico máximo alcanzable sería 0,59 según el teorema de Betz; asimismo presenta un valor alto de la relación TSR debido a la alta velocidad alcanzada en la punta de pala durante la rotación. Otros tipos de aerogeneradores eólicos como el tipo de eje vertical Darrieus también presenta un coeficiente de potencia C_p elevado que puede estar en el entorno de 0,35 a 0,40 presentando asimismo una elevada velocidad en punta de pala TSR. El resto de tipos de aerogeneradores y turbinas eólicas, como los multipalas de tipo americano y los de eje vertical Savonius presentan unos valores de coeficiente de potencia C_p por debajo de 0,3 lo que indica que presentan una eficiencia mucho más limitada que los anteriormente mencionados no siendo los modelos más adecuados para la producción de energía eléctrica para conexión a la red.

Estimación de la producción de energía eléctrica anual.

Con los datos relativos al recurso eólico en el potencial emplazamiento del parque, en cuanto a distribución de la velocidad del viento en el punto de medida y con la variación de la velocidad de viento con la altura se procede a la selección del tipo de aerogenerador eólico y su potencia; a la selección de la altura de la torre y a la distribución en posición de cada aerogenerador en el emplazamiento del parque. Una vez conocida la distribución estadística de la velocidad del viento en el potencial emplazamiento, así como la curva de potencia del aerogenerador seleccionado se podrá conocer la producción energética anual de un aerogenerador en un emplazamiento específico. La curva de potencia de un aerogenerador relaciona la potencia eléctrica generada con la velocidad del viento y depende además de la densidad del aire en el emplazamiento, influenciada a su vez por la temperatura del aire (ver Figura 2.36.). La curva de potencia del aerogenerador es suministrada por el fabricante del mismo a partir de mediciones reales

efectuadas en la parte superior de un mástil próximo al aerogenerador (CENER, 2005), y en la misma se sitúan como características principales las velocidades de arranque (a partir de la cual se vence el mínimo par de arranque), velocidad nominal y de parada del aerogenerador (generalmente es 25 m/s para evitar que se produzcan daños en el aerogenerador); la potencia nominal del aerogenerador (en kW).

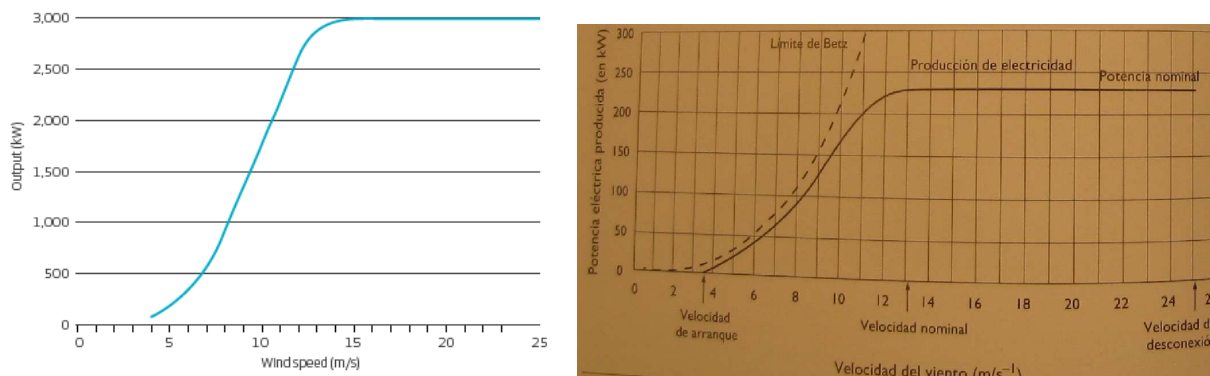


Figura 2.36. Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador eólico Onshore Vestas V90-3.0 MW con los datos de potencia en kW y velocidad de viento en m/s y gráfico (dcha.) de curva de potencia con puntos de velocidades y potencia nominal (Fuente: www.vestas.com y González Velasco, 2009).

La densidad de potencia (kW/m²) o potencia específica del viento mediante la fórmula:

$q = P / A = 1/2000 [d V^3]$ según González Velasco (2009), (donde P es la potencia, A el área del rotor, d la densidad del aire y V la velocidad del viento) es un parámetro que multiplicado por el número de horas al año que sopla el viento a una velocidad específica (determinado en el histograma de viento), permite calcular la densidad de energía anual en el viento producida en kWh/m² por año (ver Figura 2.37.).

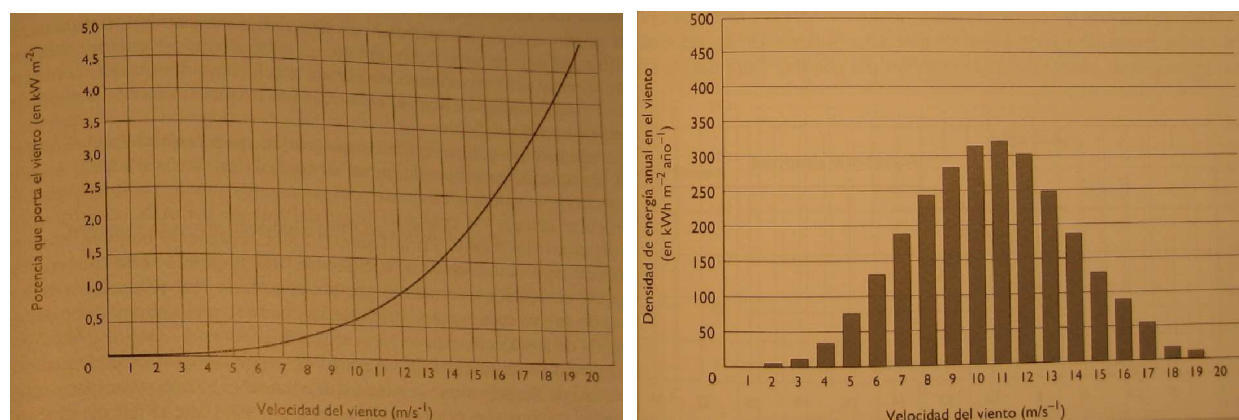


Figura 2.37. Gráfico (izda.) de la potencia específica (kW/m²) que transporta el viento como función de la velocidad no perturbada del viento en m/s; Gráfico (dcha.) de la cantidad total de energía media portada por el viento por m² por año a las distintas velocidades de viento en un punto específico (Fuente: González Velasco, 2009).

La potencia anual de energía eléctrica producida por el aerogenerador (kWh / año) es función de la velocidad del viento al cubo (V³) durante un intervalo de velocidades. Posteriormente se trabaja a velocidad de rotación constante o nominal (con un coeficiente Cp variable) para obtener la máxima potencia del aerogenerador, independientemente de la velocidad del viento. Los valores estimados de energía producida por un aerogenerador, según González Velasco (2009), se pueden calcular mediante la fórmula siguiente:

$$\text{Producción de electricidad anual (kWh/añales)} = K * A * V^3$$

Donde A es el área de barrido del rotor, V³ es la velocidad media de viento elevada al cubo, K = 2,5 ó 3

es un factor que se basa en los rendimientos característicos de los aerogeneradores, del porcentaje de disponibilidad de utilización de los mismos (como media entre el 90% y el 95%), y teniendo en cuenta unas pérdidas del 5% debido al efecto de las sombras de viento que se producen entre los aerogeneradores de un mismo parque eólico.

La misma fórmula se aplica para calcular la estimación de energía producida por varios aerogeneradores en un parque eólico, donde T es el nº de aerogeneradores:

Producción de electricidad anual del parque (kW/h anuales) = $T * K * A * V^3$

Otros autores (CENER, 2005) plantean una fórmula alternativa para calcular la producción energética anual de electricidad de un aerogenerador aplicando una fórmula donde se multiplica la potencia suministrada por el aerogenerador para cada intervalo de viento W_i , por el tiempo que se da al año cada intervalo T_i :

$$E_a = \sum_i W_i T_i$$

Donde E_a es la energía eléctrica anual producida (kW/h), W_i es la potencia producida en cada intervalo de tiempo, T_i (en horas) es el tiempo de ocurrencia anual de cada intervalo de velocidad el cual se calcula teniendo en cuenta el número de horas por año y la probabilidad por intervalo P_i (según la fórmula $T_i = 8760 * P_i$). El histograma de velocidades y las distribuciones analíticas dan la probabilidad de ocurrencia P_i de cada intervalo de la velocidad del viento.

Otro autor como De Juana Sardón (2002) plantean realizar el cálculo de la energía eléctrica anual producida por el aerogenerador basándose en el factor de carga, el cual se define como la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima si el aerogenerador estuviera funcionando a la potencia nominal máxima durante 8760 horas al año.

Por lo tanto con los datos de la distribución de la velocidad media de viento, con la curva de potencia del aerogenerador, con el porcentaje de disponibilidad del mismo y con la disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento del parque eólico obtendremos la potencia estimada (en kW/h anuales) que el parque eólico puede generar en un año tipo (CENER, 2006).

2.2.4. Emplazamiento de parques eólicos: parámetros de influencia.

Como introducción a este sub-apartado la definición de un parque eólico (CENER, 2005) se considera como una agrupación de uno o varios aerogeneradores en un emplazamiento determinado con un solo punto de conexión a la red eléctrica, que disponga de autorización administrativa y un código de registro definitivo en el régimen especial de operación (según la legislación vigente, en nuestro caso la española, y en otros países la legislación aplicable). Un parque eólico está constituido por uno o varios aerogeneradores eólicos, las líneas eléctricas que los interconectan entre sí y la subestación de transformación (con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a red tales como transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS- *Flexible AC Transmission Systems*-, etc.), para la conexión del parque eólico a una red de transporte o distribución de energía eléctrica.

Las características técnicas del emplazamiento donde se plantea instalar un parque eólico de aerogeneradores son de importancia capital a la hora de definir la tipología del parque, sus características técnicas, el tipo de aerogeneradores a instalar y la ubicación de los mismos en el parque eólico (CENER 2005 y CENER, 2006).

El recurso eólico es un factor determinante a la hora de instalar un parque eólico, el cual viene determinado por el tipo de emplazamiento del parque eólico. El recurso eólico disponible y sus características específicas es un factor que condiciona la factibilidad económica y financiera del proyecto de instalación de un parque eólico.

Adicionalmente los aerogeneradores se diseñan y se fabrican para ser instalados en emplazamientos que se clasifican en función de la velocidad media y de la turbulencia del viento. En base a esto existe una

clasificación en *clases* de aerogeneradores (Clase I, II, III, IV, S) en función del tipo de velocidad media de viento para el que son especificados. La norma internacional que aplica y que define las *clases* de aerogeneradores en función de las velocidades del viento es la IEC-61400-1.

Los principales factores técnicos que influyen en el emplazamiento del parque eólico y en su diseño (parque eólico en entorno aislado, en entorno rural, en entorno urbano, etc.), así como en la consiguiente definición del tipo de aerogenerador a instalar en el mismo se citan de manera sintetizada y son los siguientes según lo citado por varios autores (CENER 2005 y CENER, 2006).

1-Diseño de la campaña de medidas de viento y la determinación del número y la localización de las torres meteorológicas de medida. Los principales factores técnicos que se deben tener en cuenta en esta fase son:

Régimen de viento (recurso eólico): velocidad media anual del viento en m/s (datos obtenidos mediante campañas de medidas de viento, estadísticas y mapas de vientos de los emplazamientos).

Potencial eólico del emplazamiento: los factores técnicos a considerar en el viento del emplazamiento son

- Velocidad media (m/s) del viento a una determinada altura sobre el nivel del suelo.
- Velocidad media (m/s) del viento a la altura del buje de un aerogenerador.
- Direcciones de viento predominantes: se deben considerar las diferentes estaciones del año.
- Turbulencias del viento en el emplazamiento y su intensidad.
- Perfil vertical del viento: perfil de alturas a las que el viento presenta unas características de régimen de viento adecuadas para el aerogenerador.
- Pérdidas energéticas por los efectos de estela entre los aerogeneradores para una disposición determinada.

Orografía del emplazamiento:

- Planitud y desniveles del terreno.
- Obstáculos para el viento en el emplazamiento: naturales o artificiales.

2-Tratamiento estadístico de los datos del viento. Según se ha desarrollado en el punto 2.2.2. Caracterización del viento como recurso eólico: parámetros de influencia.

En la evaluación de los recursos eólicos de un emplazamiento se debe proceder a recopilar toda la información existente en la zona en relación al viento y sus características. En España están disponibles varias fuentes de información de datos de viento al respecto las cuales se citan a continuación:

- Instituto Nacional de Meteorología (INM).
- Atlas europeo de los recursos eólicos disponibles en Europa: publicado por el laboratorio danés Risoe.
- Mapas eólicos de las comunidades autónomas en España.

En general en los mapas de viento se muestran datos de la velocidad del viento a una altura determinada (por ejemplo a 50 m de altura) y en unas condiciones topográficas determinadas.

3-Modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos mediante la utilización de los modelos de campo de viento en un emplazamiento determinado.

4-Diseño del parque eólico a partir de los resultados obtenidos en la modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos. La selección del emplazamiento del parque eólico y sus características son un factor determinante a la hora de diseñar un parque (De Juana, 2001). En el emplazamiento a seleccionar es preciso tener en cuenta factores como los datos de dirección de viento predominante, existencia de obstáculos orográficos, rugosidad del terreno lo más baja posible en la dirección del viento, la existencia próxima de una red de evacuación eléctrica de la energía producida por el aerogenerador, la viabilidad de realizar las cimentaciones en tierra, los accesos por carretera al emplazamiento para poder realizar el transporte de los diferentes componentes del parque .

5-Cálculo de la producción energética del parque eólico a partir de los datos del diseño del parque eólico. Hay que tener en cuenta los conceptos y factores desarrollados en el punto 2.2.3. Estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico: parámetros de influencia. La potencia eólica del emplazamiento depende de una serie de factores técnicos como los siguientes.

- Velocidad media del viento (m/s).
- Densidad del aire (Kg./m³).
- Densidad de potencia del viento (W/m²) a una altura determinada sobre el nivel del suelo.
- Curva de potencia del aerogenerador seleccionado.
- Disposición física de los aerogeneradores en el emplazamiento: distancias entre ellos, altura del terreno, etc.
- Minimización de las pérdidas energéticas por efecto de las estelas entre aerogeneradores en el emplazamiento.
- Factor de capacidad del parque (kW/h): viene definida por la siguiente fórmula.
 - Factor de capacidad = E / E_{max}
 (E_{max} = energía máxima que puede producirse en un parque a la potencia máxima en kW/h.;
 E = Producción de energía real anual).
- Condicionamientos técnicos del terreno del emplazamiento. Se deben considerar aspectos tales como el mantenimiento mínimo de distancias a las zonas habitas, no invadir vías y caminos públicos, geología del terreno, pendiente del terreno, condiciones especiales de uso a ser cumplidas en terrenos con protección ambiental especial.

2.3. TIPOLOGÍAS DE AEROGENERADORES EÓLICOS: ESTADO DEL ARTE.

2.3.1 Fundamentos teóricos del funcionamiento de los aerogeneradores eólicos.

La energía renovable eólica procedente del viento y su conversión en energía eléctrica (tanto en sus versiones Onshore como en la versión Offshore) están condicionadas por una serie de parámetros técnicos que deben ser considerados tanto para la selección del tipo de aerogenerador como para el diseño del parque eólico (CENER, 2006).

Para poder aprovechar el viento, y por lo tanto la energía eólica, es importante conocer las variaciones de los vientos que se presentan (diurnas, nocturnas y estacionales); la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo; la fuerza de las ráfagas en espacios de tiempo breves; la velocidad máxima del viento y los valores máximos registrados en series históricas de datos.

Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima que depende del modelo de aerogenerador que se vaya a utilizar pero que suele empezar por lo general entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), denominada velocidad de arranque ("*cut-in speed*"), y que no supere los 25 m/s (90 km/h), denominada velocidad de corte ("*cut-out speed*") a partir de la cual en la mayoría de los aerogeneradores se activa el modo de parada por motivos de seguridad para salvaguardar la integridad estructural del aerogenerador (Escudero López, 2003).

En la práctica, la tecnología eólica actual permite aprovechar una parte muy pequeña de esa cifra de energía (del orden del 5%) procedente casi exclusivamente de los vientos horizontales. Estos vientos son los que soplan paralelos y próximos al suelo y siempre que su velocidad esté comprendida dentro de unos determinados límites (a partir de 3 m/s y por debajo de los 25 m/s).

Como se ha indicado en el punto 2.2.3. (Estimación de la producción energética de un aerogenerador eólico: parámetros de influencia) la potencia P_0 que lleva el viento antes de llegar al rotor del aerogenerador viene definida por la siguiente fórmula: $P_0 = (\rho/2) A v^3$ donde los componentes de la misma son ρ : Densidad del viento; A : Área por donde pasa el viento; V : Velocidad del viento. De la anterior fórmula se deduce que la potencia que se obtiene es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento y por lo tanto pequeñas variaciones de velocidad dan lugar a grandes variaciones de potencia.

La potencia eléctrica generada por un aerogenerador viene caracterizada por medio de su curva de potencia, la cual representa la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador en función de la velocidad del viento en el emplazamiento del parque eólico (CENER, 2006). Esta curva de potencia dispone de dos fases, siendo la primera cuando se inicia con la velocidad de viento mínima que permite el arranque del aerogenerador y el suministro de energía a la red hasta que se alcance la potencia nominal, la segunda fase comprende desde la potencia nominal hasta alcanzarse la velocidad de viento máxima en la que el aerogenerador se detiene por motivos de seguridad.

Definición de un aerogenerador. El aerogenerador es un sistema de conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica (CENER, González Velasco). Cuando un dispositivo tiene por finalidad la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica se denomina molino eólico o turbina eólica (utilizados generalmente para bombeo de agua o para moler grano). Cuando el dispositivo tiene por finalidad la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica y ésta a su vez ser transformada en energía eléctrica, a esta combinación de turbina eólica y generador eléctrico se le denomina aerogenerador o generador eólico. El aerogenerador incluye como principales sistemas el rotor con las palas, el sistema de transmisión mecánica con multiplicadora o con eje directamente al generador, el generador eléctrico, el sistema de control del aerogenerador y todos los sistemas de potencia de que conste (convertidores electrónicos, sistemas de compensación de reactiva, transformador, etc.), los elementos auxiliares (sistemas hidráulicos, mecánicos, etc.), la torre, la cimentación y las plataformas marinas (en el caso de los aerogeneradores de aplicación marina).

Principio de funcionamiento de un aerogenerador. Los aerogeneradores son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica y a partir de ésta por medio de un generador eléctrico se obtiene la energía eléctrica que posteriormente se transforma a la tensión de red y se vierte a la red eléctrica.

La captación de la energía eólica se produce mediante la acción del viento sobre las palas. El principio aerodinámico por el cual el conjunto de palas gira, es similar al que hace que los aviones vuelen (fuerza

de sustentación). Según este principio, el aire es obligado a fluir por las caras superior e inferior de un perfil inclinado, generando una diferencia de presiones entre ambas caras, y dando origen a una fuerza resultante que actúa sobre el perfil (Escudero López, 2003). Si descomponemos esta fuerza en dos direcciones obtendremos:

- Fuerza de sustentación: o simplemente sustentación de dirección perpendicular al viento. Presentan velocidades en punta de pala superiores a la del viento.

- Fuerza de arrastre: se presenta en dirección paralela al viento. Presentan en todos los casos velocidades en los componentes móviles del aerogenerador que no son nunca superiores a la del viento.

Según cómo estén montadas las palas con respecto a la dirección del viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente de arrastre o de sustentación.

Con excepción de los aerogeneradores de eje vertical, hoy en todos los aerogeneradores la fuerza dominante es la de sustentación, pues permite obtener en general, con menor peso y coste, mayores potencias por unidad de área de rotor. Para que un aerogenerador se ponga en marcha necesita de un valor mínimo del viento para vencer los rozamientos y comenzar a producir potencia útil: a este valor mínimo se le denomina *velocidad de conexión o de arranque* sin la cual no es posible arrancar un aerogenerador (esta velocidad está comprendida entre 3-5 m/s). A partir de este punto empezará a rotar el eje convirtiendo la energía cinética en mecánica, y a través del generador eléctrico convertirla en energía eléctrica hasta que alcance la potencia nominal del aerogenerador, generalmente la máxima que puede entregar, la cual se produce a la *velocidad nominal* que en general suele estar entre los 12 y 15 m/s (Escudero López, 2003 y González Velasco, 2009).

En general en la mayoría de los aerogeneradores el rotor gira a baja velocidad y la energía cinética se transmite a través del eje de baja velocidad. No obstante para que el generador eléctrico produzca electricidad necesita una velocidad de giro mayor por lo cual es necesario el disponer de una caja de engranajes (llamada multiplicadora) que tiene como función multiplicar la velocidad de giro en la entrada del eje del generador.

A partir de este momento empiezan a actuar los mecanismos activos o pasivos de regulación para evitar que la maquinaria trabaje bajo condiciones para las que no fue concebida. Aunque el aerogenerador continúe operando a velocidades mayores, la potencia que entrega no será diferente a la nominal y esto se producirá hasta que alcance la *velocidad de corte*, donde por razones de seguridad, el aerogenerador se detiene (esta velocidad se considera generalmente y con la tecnología actual a partir de 25 m/s) (Escudero López, 2003).

Parque eólico. Es una agrupación de uno o varios aerogeneradores en un emplazamiento determinado (en tierra se denomina Onshore y en el mar Offshore) con un solo punto de conexión a la red eléctrica, el cual debe disponer de una autorización administrativa y un código de registro definitivo en el régimen especial de operación (según la legislación vigente, en nuestro caso la española, o según la legislación aplicable en cada país donde se ubique el parque eólico). La configuración de un parque eólico está constituido por uno o varios aerogeneradores instalados en línea o en hileras paralelas, por unas líneas eléctricas que los interconectan entre sí y la subestación de transformación para la conexión del parque eólico a una red de transporte o de distribución de energía eléctrica, con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a la red (transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS- Flexible AC Transmission Systems-, etc.) (CENER).

Emplazamiento de los aerogeneradores eólicos. La característica técnica más significativa que debe disponer un emplazamiento para la instalación de aerogeneradores eólicos es la velocidad del viento. En el caso de los aerogeneradores eólicos el umbral de velocidad de viento o velocidad de arranque para iniciar la producción de electricidad está situada de manera general entre los 3 y 4 m/s, alcanzándose la velocidad nominal de generación de máxima potencia entre los 12 y los 15 m/s en función de los diferentes modelos. La velocidad media y la frecuencia del viento son los factores determinantes en el emplazamiento, los cuales se determinan por parte del promotor del parque eólico mediante campañas de medición del recurso eólico. Otro de los factores técnicos importantes es la ubicación del emplazamiento, que debe estar en una zona donde se disponga de viento constante y con la mayor potencia posible para generar la mayor cantidad de energía eléctrica posible. Dentro de lo que es el emplazamiento, la velocidad del viento además está en función de la orografía del terreno, de los obstáculos naturales, la vegetación, la proximidad de edificios, etc. Por lo tanto la ubicación de los aerogeneradores debe estar en un lugar lo más alto posible respecto a los posibles obstáculos y en una zona libre de obstáculos tanto en la parte

delantera como en la trasera del aerogenerador. Otros factores a considerar para la selección de un emplazamiento de parque eólico son el ruido generador por el aerogenerador y su impacto en núcleos habitados, las vibraciones que se puedan generar, el impacto visual tanto del aerogenerador como de la velocidad de rotación del rotor, la distancia a una red de distribución de la energía eléctrica producida (Escudero López, 2003).

2.3.2. Tipos de aerogeneradores eólicos.

La clasificación de los tipos de aerogeneradores eólicos se realiza, según varios autores (Escudero López, 2003; CENER, 2005; De Juana, 2001; González Velasco, 2009 y otros) respecto a unos conceptos de configuración y respecto a unos criterios técnicos que se sintetizan a continuación para ser desarrollados posteriormente con mayor detalle:

- I. Tipo de eje de trabajo: según el concepto de la orientación del eje de rotación pueden ser aerogeneradores de eje horizontal (HAWT: *Horizontal Axis Wind Turbine*) o de eje vertical (VAWT: *Vertical Axis Wind Turbine*).
- II. Tipo de posición del rotor: pueden ser aerogeneradores posicionados a barlovento (el viento llega frontalmente a las palas y al rotor) o posicionados a sotavento (el viento llega por la parte posterior a la nacelle y las palas se sitúan aguas debajo de la torre).
- III. Número de palas: pueden disponer de tres, dos ó una pala (en el caso de aerogeneradores de eje horizontal según el punto I).
- IV. Tipo de paso o control de potencia: pueden ser aerogeneradores de paso variable (con palas que pueden girar en su eje longitudinal) o de paso fijo (las palas son fijas y no pueden girar sobre su eje).

Esta clasificación aplica a los diferentes tipos de emplazamientos de aerogeneradores (terrestres-Onshore- y marinos -Offshore-) así como a los diferentes rangos de potencia de los aerogeneradores (menos de 100 kW para aerogeneradores de mini-eólica y más de 100 kW para el resto de aerogeneradores). La clasificación correspondiente a los puntos II, III y IV es aplicable solamente a aerogeneradores de eje horizontal por lo que la podemos considerar como una sub-clasificación de los mismos, al no afectar a los aerogeneradores de eje vertical (con excepción del punto III que sí aplica a los aerogeneradores de eje vertical pero que no está dentro del alcance de la presente tesis doctoral).

La clasificación de aerogeneradores eólicos según el tipo de eje de rotación se divide en los siguientes tipos (Escudero López, 2003): aerogeneradores de eje vertical y aerogeneradores de eje horizontal.

2.3.2.1. Aerogeneradores de eje vertical.

Los aerogeneradores de eje de rotación vertical, también denominados como VAWT que proviene de las siglas en inglés *Vertical Axis Wind Turbines*, presentan como principal característica que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo y a la dirección del viento, girando las palas del mismo sobre el citado eje vertical (Escudero López, 2003 y CENER, 2006).

Se describen a continuación de manera sintetizada las principales ventajas e inconvenientes de este tipo de modelos de aerogeneradores de eje vertical según los autores referenciados anteriormente (Escudero López, 2003; CENER, 2005; De Juana, 2001; González Velasco, 2009; AWEA).

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes:

- La eliminación de los sistemas de orientación hacia el flujo de viento.
- La eliminación de los sistemas de variación del ángulo de las palas.
- La eliminación de las fuerzas a las que se someten las palas ante los cambios de orientación del rotor.
- El generador y la multiplicadora se pueden colocar en la base del aerogenerador en el nivel de la cimentación.
- No tienen que desconectarse con velocidades altas de viento.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes:

- Se pierde una parte importante de la energía potencial del emplazamiento al partir el área de generación de energía desde la base del aerogenerador en el suelo con velocidades de viento muy bajas y no poder aprovechar el viento de mayor velocidad a mayor altura.
- Necesitan una energía de arranque exterior al sistema para vencer el rozamiento en el tipo Darrieus, con lo cual se reduce su rendimiento en cuanto a generación de electricidad.
- La eficiencia energética de los aerogeneradores que se mueven por medio de las fuerzas de arrastre es baja e inferior al tipo de aerogenerador de eje horizontal movido por fuerzas de sustentación aerodinámicas.
- Su diseño no les permite girar a altas velocidades por lo que su rendimiento es muy bajo para la generación de electricidad.
- Necesitan cables tensores de sujeción desde la parte más elevada del aerogenerador con el suelo.
- Fatiga de materiales: debido a la resonancia que se produce en los componentes como las palas, debido a que la fuerza del viento y el momento rotacional no es uniforme cuando actúa sobre el aerogenerador.
- Mantenimiento: la sustitución de ciertos componentes ubicados en la base del aerogenerador vertical puede conllevar el desmontaje completo del aerogenerador (por ejemplo los rodamientos del rotor, de la multiplicadora o del generador eléctrico).

Los diseños de aerogeneradores de eje vertical se sub-dividen a su vez en tres tipos principales:

- Darrieus:** Consiste en dos o tres palas perfiladas curvadas en forma de C que giran alrededor de un eje vertical. Fue inventado en el año 1925 por el ingeniero francés Georges Darrieus y patentado en 1931. La fuerza que genera el par es del tipo de sustentación ascensional. Presentan una velocidad de giro lenta y un rendimiento poco eficaz para la producción de electricidad por lo que no se fabrican en grandes series. Necesita un arranque mediante energía suministrada exteriormente. Ver Figura 2.38.
- Savonius:** se compone de dos o más filas de semicilindros de igual diámetro colocados opuestamente alrededor de un eje vertical. Fue inventado en el año 1925 por el ingeniero finlandés Savonius y patentado en 1929. Su máximo rendimiento se alcanza a bajas revoluciones debido a la gran resistencia que ofrece al viento. La fuerza que genera el par es de arrastre como diferencia entre la fuerza ejercida por el viento sobre la parte cóncava de la paleta y la menor resistencia del viento sobre la parte convexa. El movimiento del rotor se debe fundamentalmente a las fuerzas de arrastre aerodinámicas producidas por el viento perpendiculares al eje, siendo la velocidad de las palas inferior en todos los casos a la velocidad del viento (González Velasco, 2009). Si dispone de una multiplicadora el rendimiento se reduce. Ver Figura 2.39.
- Ciclogiro (Panémonas):** Cuatro o más semicírculos unidos al eje central vertical. Ver Figura 2.40.

De entre estos modelos de eje vertical, los que mayor rendimiento y madurez tecnológica han alcanzado, por medio de la instalación y experiencia acumulada en campo, son los del tipo Darrieus cuyo diseño fue patentado por el ingeniero francés Darrieus en 1931 y fue producido en serie por la compañía Flowind hasta el año 1997.

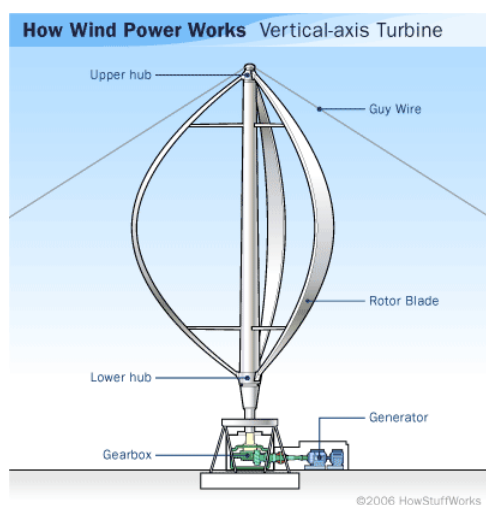


Figura 2.38. Esquema del modelo de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Darrieus con tres palas y un aerogenerador vertical con dos palas instalado en el emplazamiento en campo (Fuente: AWEA).

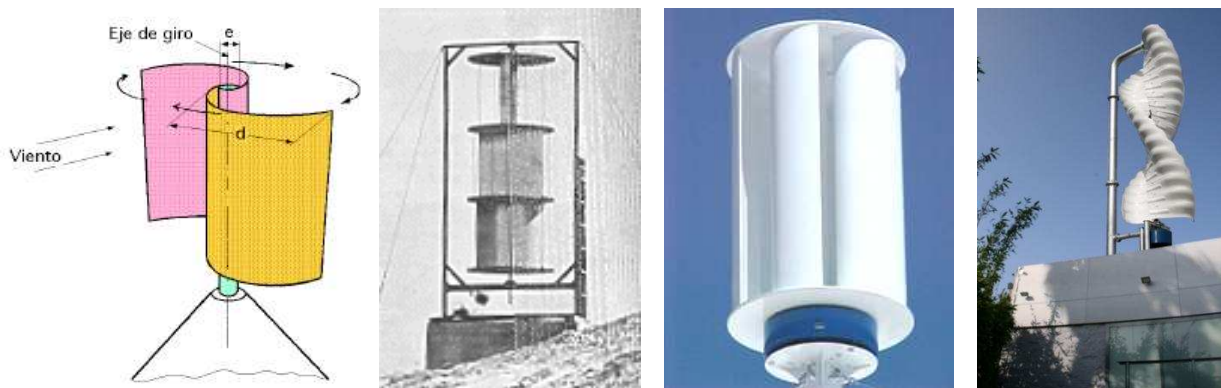


Figura 2.39. Diferentes modelos del concepto de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) Savonius (Fuente: Fernández Díez, 2002 y AWEA).



Figura 2.40. Diferentes ejemplos de aerogenerador del tipo de eje vertical (VAWT) modelo Ciclogiro (Fuente: AWEA).

2.3.2.2. Aerogeneradores de eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje de rotación horizontal, también denominados como HAWT, que proviene de las siglas en inglés *Horizontal Axis Wind Turbines*, presentan como principal característica que el eje de rotación se encuentra en posición paralela al suelo y a la dirección del viento, girando el rotor completo y las palas del mismo sobre el citado eje horizontal (Escudero López, 2003 y CENER, 2006).

Debido a su rendimiento en la producción de energía eléctrica, tanto para aplicaciones en redes aisladas como para conexión a la red general, son los que más éxito han tenido desde el punto de vista industrial y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño e investigación en los últimos años del siglo XX y en el siglo XXI.

Dentro de este tipo de aerogenerador de eje horizontal existen los de velocidad de giro lenta y rápida, en función de su velocidad específica (relación entre la velocidad lineal entre la punta de la pala y la velocidad no perturbada del viento); las turbinas multi-palas de eje de rotación horizontal utilizados en el bombeo de agua presentan velocidad baja de rotación que les permite arrancar a bajas velocidades de viento y dar a esas velocidades su máxima potencia ya que al girar a elevada velocidad las palas presentan una barrera al paso del viento que impide su aprovechamiento (ver Figura 2.41.). Los aerogeneradores eólicos de una, dos o tres palas de eje horizontal son considerados de velocidad alta de rotación y de par de arranque bajo por lo que no se inicia su funcionamiento hasta que el viento alcanza una velocidad mínima determinada (ver Figura 2.41.). A igualdad de potencia los aerogeneradores eólicos de alta velocidad de rotación presentan menor relación de peso que las turbinas multi-palas de baja velocidad, soportan esfuerzos menores y su conexión a la red eléctrica es más sencilla. Por todos estos factores son, hoy en día, los dispositivos más utilizados para la generación de energía eléctrica y son objeto de la investigación de la presente tesis tanto en su modelo Onshore para tierra como en su modelo Offshore para parques marinos. Estos aerogeneradores eólicos de eje de rotación horizontal presentan como fuerza

predominante en el giro del rotor las fuerzas aerodinámicas de sustentación (González Velasco, 2009).

Estos aerogeneradores de eje horizontal (ver Figura 2.41.) para permitir el giro del rotor y de las palas se sustentan sobre una torre, que puede ser metálica, de celosía o de hormigón, sobre la cual se encuentra la góndola (o nacelle) en la cual está instalada la maquinaria que incluye el eje principal, la fase de multiplicación de la velocidad mediante una caja de engranaje (multiplicadora) y un generador eléctrico situados en el eje horizontal, los cuales absorben el par de giro de las palas y transforman la energía mecánica en energía eléctrica.

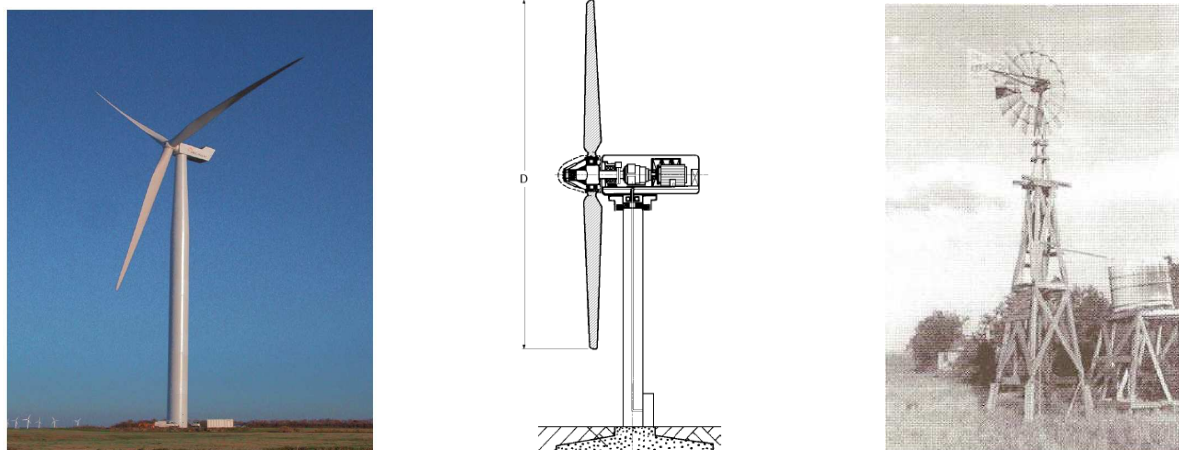


Figura 2.41. Modelos de aerogenerador eólico del tipo de eje horizontal (HAWT) instalado en tierra-Onshore y un esquema del modelo (Fuente: AWEA y Fernández Díez, 2002); a la dcha. una turbina multi-pala cuyo diseño es originario del siglo XIX (Fuente: Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002).

Se describen a continuación de manera sintetizada las principales ventajas e inconvenientes de este tipo de modelos de aerogeneradores de eje horizontal según los autores referenciados anteriormente (Escudero López, 2003; CENER, 2005; De Juana, 2001; González Velasco, 2009; AWEA).

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: el eje de rotación se encuentra paralelo al suelo o a la superficie del mar y a la dirección del viento; mayor captación del viento y de su energía cinética al estar situado el rotor en altura: en función de la altura del rotor respecto al nivel del suelo y del diámetro del rotor se obtienen mayores áreas de barrido y diferentes combinaciones de producción de energía mecánica y su transformación en energía eléctrica; presentan un mayor aprovechamiento de la energía cinética del viento al disponer de una torre y al estar a una altura de más de 10 metros del suelo y poder aprovechar mejor las corrientes de aire: todos los mecanismos para convertir la energía cinética del viento en otro tipo de energía están ubicados en la torre y en la góndola; alta eficacia energética en comparación con el tipo de aerogenerador de eje vertical; palas con perfil aerodinámico que aprovechan la energía del viento, fruto del desarrollo de muchos años de investigación, de diseño y de comprobación de la funcionalidad en los emplazamientos.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: el transporte de los sub-componentes del aerogenerador presenta costes elevados y dificultad por las grandes dimensiones de los componentes (torres de más de 60 metros y palas de más de 40 metros); la fuerza que tienen que resistir las palas en velocidades altas de viento; los costes de instalación son elevados en determinados emplazamientos con dificultades orográficas.

Se pueden realizar otros tipos de sub-clasificación de los aerogeneradores de eje horizontal en función de diferentes conceptos técnicos y configuraciones de los mismos, las cuales se enumeran continuación.

2.3.2.2.1. Aerogeneradores de eje horizontal según el posicionamiento del rotor con respecto al viento.

En función del posicionamiento del rotor del aerogenerador de eje horizontal respecto a la incidencia de la dirección del viento, se producen una serie de influencias técnicas que afectan al sistema de orientación del aerogenerador, al sistema de control de frenado y al diseño del aerogenerador en cuanto a tipos de pala y cargas de diseño (Escudero López, 2003). En función de este posicionamiento del rotor respecto a la dirección del viento existen dos tipologías diferentes de aerogeneradores (Escudero López, 2003; CENER, 2005; De Juana, 2001; González Velasco, 2009):

-Aerogeneradores a barlovento (Up-wind).

El diseño de este tipo de aerogenerador consiste en colocar el rotor orientado de cara a la dirección del viento predominante, aguas arriba de la torre. La mayoría de los aerogeneradores de eje horizontal tienen este tipo de diseño al permitir un aprovechamiento máximo del área de barrido del rotor. Los aerogeneradores de eje horizontal del tipo barlovento son los más extendidos en el mercado eólico debido a que la potencia se mantiene constante y las desventajas de tipo técnico se pueden equilibrar mediante un adecuado diseño del sistema de control y mediante una selección de materiales adecuada.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: la potencia se mantiene constante con el viento al estar orientada toda la superficie del rotor de manera perpendicular a la dirección del viento; disminución de las turbulencias del viento en la zona del rotor al evitar el abrigo del viento tras la torre; mayor aprovechamiento del área de barrido del rotor y por lo tanto mayor eficacia energética; menores niveles de fatiga de los componentes del aerogenerador que en otros tipos de diseño; variaciones del par aerodinámico del eje de baja velocidad son menores que en otros tipos de diseño; nivel de emisión de ruidos producidos por el aerogenerador son menores que en otros tipos de diseño.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: necesitan de un mecanismo de orientación del rotor hacia la dirección del viento, al no poder orientarse automáticamente con el viento. La orientación se lleva a cabo mediante un sistema con motores eléctricos y una serie de engranajes que permiten el giro de toda la góndola, dejando perfectamente orientado el aerogenerador hacia la dirección del viento. La detección de la orientación en la dirección del viento se realiza por medio de una veleta o por medio de sensores de viento. Las palas presentan un diseño con mayor rigidez en los materiales que las componen y con poca flexibilidad debido a que es necesario evitar la torsión de las mismas para que no puedan entrar en contacto con la torre. Es necesario disponer de un sistema de refrigeración en la góndola para garantizar el funcionamiento. Costes más elevados debido a los materiales de las palas y a los sistemas de orientación y refrigeración.

-Aerogeneradores a sotavento (Down-wind).

El diseño de este tipo de aerogenerador consiste en colocar el rotor orientado aguas abajo de la góndola, siendo la parte trasera de la góndola la que encara la dirección del viento incidente predominante. El perfil del conjunto de las palas presenta una forma cónica hacia la parte delantera del aerogenerador.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: las palas pueden ser más flexibles y ligeras al no existir la posibilidad de deflexión hacia el aerogenerador y se evita así el contacto con la torre; no necesita mecanismo de orientación activo del rotor hacia la dirección del viento al ser este automático mediante el adecuado diseño aerodinámico de la góndola y del rotor; en aerogeneradores de pequeña potencia no necesita disponer de un mecanismo con sistema forzado de orientación hacia el viento; orientación en la dirección del viento mediante la conicidad de las palas en aerogeneradores de pequeña potencia; no es necesario disponer de un sistema de refrigeración complejo en la góndola para garantizar su funcionamiento; menor peso total del aerogenerador al disponer de palas más ligeras y flexibles.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son las siguientes: la fluctuación de la potencia eólica, debido al paso del rotor por el abrigo de la torre, crea más cargas de fatiga en este tipo de aerogenerador que con el diseño a Barlovento; se generan mayores cargas de fatiga en la multiplicadora y en las estructuras mecánicas del aerogenerador que en el diseño a Barlovento; las palas sufren una disminución del empuje del viento al pasar por la zona de la torre con la consiguiente pérdida de rendimiento energético; potenciales problemas de enrollamiento y desenrollamiento de los cables de potencia al carecer de un sistema de orientación controlado por un sistema activo; generan mayor ruido acústico que los aerogeneradores del tipo barlovento lo cual puede ser problemática su instalación en zonas próximas a poblaciones así como al cumplimiento de la normativa.

2.3.2.2.2. Aerogeneradores de eje horizontal según el número de palas.

En función del número de palas instaladas en el aerogenerador de eje horizontal se presentan una serie de características técnicas específicas con sus ventajas e inconvenientes en cada caso según lo citado por varios autores consultados (Escudero López, 2003; CENER, 2005; De Juana, 2001; González Velasco, 2009). Ver Figura 2.42.

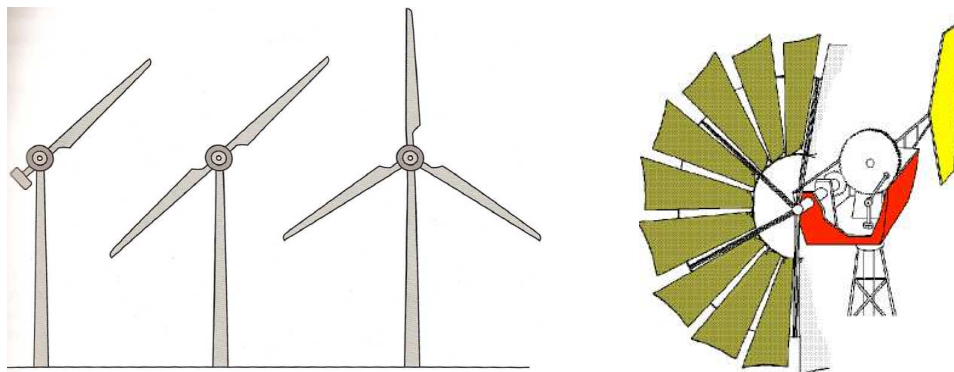


Figura 2.42. Esquema de modelos de aerogenerador eólico del tipo de eje horizontal con una pala, dos palas y tres palas y esquema de una turbina eólica multi-pala (Fuente: Escudero López, 2004 y Fernández Díez, 2002).

Concepto de aerogenerador Monopala (1 pala). Al tener el aerogenerador una sola pala instalada se necesita disponer de un contrapeso en el extremo opuesto a la pala para equilibrar el rotor. Su velocidad de giro es muy elevada, lo que supone el introducir en el eje horizontal unos esfuerzos muy variables que conlleva a un acortamiento de la vida a fatiga del aerogenerador.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son la reducción de costes al utilizar una sola pala; reducción de costes de transporte y de manipulación al ser una sola pala; facilidad y ahorro de costes de montaje en campo.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son que requieren una alta velocidad de giro de la pala para producir la misma energía que con dos ó tres palas; generan un mayor impacto visual debido a la alta velocidad de giro de la pala; necesitan montar un contrapeso en el extremo opuesto de la pala con lo que se neutraliza parcialmente la ventaja de reducción de costes por montar una sola pala; emiten más ruido que otros aerogeneradores con más de una pala; la pala en posición vertical se encuentra en la posición de máxima energía mientras el contrapeso reencuentra en zona de turbulencias de la sombra de la torre lo que genera inestabilidad en el conjunto.

Concepto de aerogenerador Bipala (2 palas). Los diseños de aerogenerador de dos palas, denominados bi-pala, presentan una configuración de dos palas montadas en el mismo eje horizontal.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son la reducción de costes en cuanto a peso y precio respecto a los de tres palas al utilizar solamente dos palas; reducción de costes de transporte y de manipulación al montar solo dos palas; en aerogeneradores de pequeño tamaño y potencia las fuerzas se pueden compensar de manera adecuada reforzando el diseño estructural del conjunto.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son que requieren una alta velocidad de giro de las palas para producir la misma energía que con tres palas; generan un mayor impacto visual debido a la alta velocidad de giro de las dos palas; emiten más ruido que otros aerogeneradores con tres palas; las fuerzas que experimentan las palas no están compensadas en todo su radio de giro debido a que la pala en posición vertical se encuentra en la posición de máxima energía mientras que la pala en la posición de la base de la torre presenta menor empuje debido a las turbulencias del viento en la proximidad de la torre; la orientación del aerogenerador en la dirección del viento presenta inestabilidad al ser la inercia mayor cuando las palas se encuentran en posición horizontal.

Concepto de aerogenerador de tres palas (Tri-pala). Los diseños de aerogenerador de tres palas presentan una configuración de tres palas montadas en ángulo de 120 grados en el mismo plano. La

mayoría de los aerogeneradores de hoy día son tri-pala (3 palas), con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos en los sistemas de orientación hacia la dirección del viento.

Las *principales ventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son una mejor distribución y compensación de las fuerzas ejercidas sobre el rotor y sobre el aerogenerador; emiten menor ruido acústico que en modelos con una o dos palas; son más estables en la rotación para poder orientarse hacia la dirección del viento; todos los aerogeneradores multi-megawatio utilizan tres palas debido a la simplicidad del diseño estructural y a que las cargas generadas son menores; mayor rendimiento energético debido a la fricción con el aire ya que con tres palas el aerogenerador tiene un rendimiento de un 4% mayor que con dos palas y con 2 palas tiene un rendimiento de un 10% más que con una pala; menor impacto visual al ser la velocidad de rotación menor que en los modelos de dos o tres palas.

Las *principales desventajas* que presentan desde el punto de vista de características técnicas son en el aspecto económico en cuanto a los costes de fabricación de tres palas los cuales son mayores que en el caso de montar una o dos palas; mayores costes logísticos y de instalación al tener que transportar y montar tres palas en el emplazamiento.

Concepto de aerogenerador Multi-pala. También conocido como el modelo americano, presenta una configuración con múltiples palas (en nº superior a tres), y sobre todo es utilizado en los modelos de turbinas eólicas para la extracción de agua en pozos. No se utiliza apenas en aerogeneradores eólicos con la finalidad de producir energía eléctrica debido a su bajo rendimiento energético. Los aerogeneradores y las turbinas eólicas no captan el par generado por el viento por resistencia sino por el perfil aerodinámico de las palas. Por ello al disponer de un nº elevado de palas en un aerogenerador ofrecen regímenes de giro lento pero con un alto par de arranque debido a la resistencia que oponen las palas al paso del viento (Escudero López, 2003). Debido a la combinación de estos dos factores se genera poca potencia por lo que no es la configuración más eficiente para la generación de electricidad por medio de aerogeneradores, y por lo tanto hay que ir en ese tipo de aplicación a rotores de una, dos o tres palas (existen modelos de aerogeneradores de baja potencia que presentan una solución intermedia con más de cinco o más palas buscando un compromiso de rendimiento y eficacia). Adicionalmente en las turbinas eólicas multi-palas, al ser las palas de material metálico (acero principalmente), su diámetro de rotor está limitado por el gran peso de las palas metálicas.

2.3.2.2.3. Aerogeneradores de eje horizontal según el tipo de paso o control de potencia.

En función del tipo de palas instaladas en el aerogenerador de eje horizontal y su configuración en el sentido de permitir el giro de la pala sobre su eje horizontal o no permitirlo siendo palas fijas, se presentan dos tipologías de aerogeneradores de eje horizontal desde el punto de vista del control de la potencia de los mismos. El objeto del control de potencia es obtener la máxima potencia del aerogenerador a velocidades nominales del mismo (entre 12 y 15 m/s) y evitar que se alcance a velocidades mayores que podrían dañar el aerogenerador. Los sistemas control de potencia actualmente en uso presentan una serie de características técnicas específicas con sus ventajas e inconvenientes en cada caso según lo citado por varios autores consultados (CENER, 2005; De Juana, 2001; González Velasco, 2009). Las dos tipologías mencionadas son las siguientes:

Sistemas de paso variable (Pitch Control). También denominados sistemas con regulación de ángulo de paso. Se utilizan preferentemente en aerogeneradores de alta potencia multi-MW. Esta tipología de aerogenerador presenta técnicamente el concepto de que las palas pueden rotar sobre su eje horizontal longitudinal, modificando el ángulo entre sus superficies y el viento con objeto de hacer posible un mayor aprovechamiento de la energía del viento. Cuando la potencia del viento es excesiva, las palas del aerogenerador pueden rotar modificando el ángulo entre sus superficies y el viento. De esta forma se disminuye la resistencia de las palas con respecto al viento evitando posibles daños estructurales. Este ángulo modifica la capacidad para absorber la energía del viento y posibilita que se pueda realizar un control de la potencia generada. El mecanismo que rige este sistema funciona en el aerogenerador mediante un sistema hidráulico (con un cilindro hidráulico único para todas las palas o con uno para cada pala: tras el cilindro hidráulico se sitúa un convertidor de movimiento tipo biela que permite el giro de ángulo de pitch de las palas) o mediante un sistema eléctrico (accionado mediante motores eléctricos que accionan los actuadores del pitch de las palas). El controlador electrónico del sistema lleva un registro de

las potencias entregadas por el aerogenerador en cada segundo; si la potencia entregada supera el valor nominal el controlador hace que el ángulo por donde se recibe el viento cambie de posición lo que hace que cambie el área efectiva por donde pasa el viento y por lo tanto disminuye la potencia absorbida por las palas; en el caso que la potencia recibida sea muy baja el sistema actúa a la inversa cambiando el ángulo de las palas para obtener mayor superficie útil para captar la energía del viento.

Sus *principales ventajas* desde el punto de vista técnico son la capacidad de control de la potencia y del suministro de la máxima potencia posible en todo el rango de velocidades de viento debido a la actuación permanente de su sistema electrónico (especialmente a velocidades de viento superiores a la nominal); el diseño de la dinámica estructural del aerogenerador no presenta la misma complejidad ni peso que en el caso de control de paso fijo; las palas son más ligeras, flexibles y con menor coste que en el caso de sistemas de paso fijo; en caso de empalamiento se pueden orientar los ángulos de las palas siendo el freno mecánico de reducido tamaño y coste; el par de arranque se puede regular modificando el ángulo de las palas pudiendo arrancar el aerogenerador a velocidades más bajas; el nivel de ruido es inferior que en el caso de sistemas de paso fijo pudiendo regularse el ángulo de la pala para disminuir el ruido; se evita la sensibilidad y las vibraciones del momento de entrar en pérdida de sustentación de la pala.

Como *principales desventajas* desde el punto de vista técnico están el que presenta mayores costes debido a los componentes del sistema electrónico de control y a los componentes del sistema de giro de las palas; presenta un diseño de sistemas de control de gran complejidad.

Existe una variante de aerogenerador con sistema de control de potencia con regulación de paso activo pero combinado con pérdida aerodinámica de las palas. Se denomina de regulación activa por pérdida aerodinámica o *Active Stall Control* (De Juana, 2001) y consiste en una combinación de palas capaces de girar parcialmente sobre su eje horizontal (hasta un máximo de 10°) y que a su vez disponen de un perfil aerodinámico que está sujeto a pérdidas de sustentación a velocidades de viento altas por encima de 18 m/s (el sistema de giro y de actuación sobre las palas es el mismo que en los sistemas de paso variable. Esta variante mejora el rendimiento del aerogenerador respecto a uno del tipo de paso fijo al poder controlar la potencia con más exactitud en casi todo el rango de velocidades de viento y queda en una situación intermedia respecto al sistema de cambio de paso ya que puede controlar el ángulo de las palas pero no con la misma eficacia al estar pre-regulados los pasos de giro hasta un máximo de 10° generalmente.

Sistemas de Paso fijo (Stall Control). También conocido como diseño de regulación por pérdidas aerodinámicas de las palas, funciona mediante el diseño aerodinámico de las palas que presentan una posición fija con un ángulo fijo respecto al eje de la turbina. En este diseño la pala está ligeramente curvada a lo largo de su eje longitudinal, de esta forma la pala ha sido aerodinámicamente diseñada de forma que pierde la sustentación de forma paulatina y gradual, en vez de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza valores críticos (generalmente por encima de los 15 m/s). Este control de la potencia de paso fijo es pasivo, por lo que a medida que aumenta la velocidad del viento, determinadas secciones de las palas van entrando en pérdida aerodinámica reduciéndose la sustentación de las mismas y aumentándose a su vez la resistencia de modo que se compensa el incremento de potencia que se produce en las zonas de la pala que aún no han entrado en pérdida. Así se regula la potencia generada.

Sus *principales ventajas* desde el punto de vista técnico son que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación activa, ya que puede funcionar a la potencia nominal con casi todas las velocidades de viento, y se evita el tener que instalar sistemas de giro de las palas (cilindros hidráulicos y motores) así como disponer de un complejo sistema de control. Como *principales desventajas* desde el punto de vista técnico están las de tener que llevar a cabo un diseño muy complejo de la aerodinámica de las palas así como llevar a cabo un diseño estructural capaz de soportar las vibraciones ocasionadas por la pérdida de sustentación de las palas con vientos altos; a velocidades de viento elevadas presenta una caída de la potencia eléctrica producida debido a que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación y no aprovechan de forma óptima la energía del viento; no disponen de auto-frenado en caso de embalamiento por lo que es necesario instalar un freno capaz de absorber toda la energía de las palas. Hasta hace muy pocos años el sistema de control de paso fijo fue predominante en el mercado de aerogeneradores en aerogeneradores de baja potencia, habiendo sido sustituido en los últimos años de forma casi total por los sistemas de paso variable por las ventajas que presentan indicadas anteriormente.

En aerogeneradores de menor potencia (< 100 kW), los cuales no son alcance de la tesis, existen otros métodos de control de potencia los cuales se pueden consultar en la obra del autor Fernández Díez, 2002.

Como resumen de las diferentes tipologías de aerogeneradores eólicos evaluadas hasta el momento, según el autor González Velasco (2009), se indican en la Figura 2.43. los diferentes tipos y combinaciones tanto de los aerogeneradores de eje de rotación vertical como de los de eje horizontal, así como otras variantes (como por ejemplo los aerogeneradores del tipo multi-rotor y del tipo difusor o concentrador: ver Figura 2.44.), cuyo estudio no está dentro del alcance de la presente tesis doctoral los cuales se mencionan como referencia.

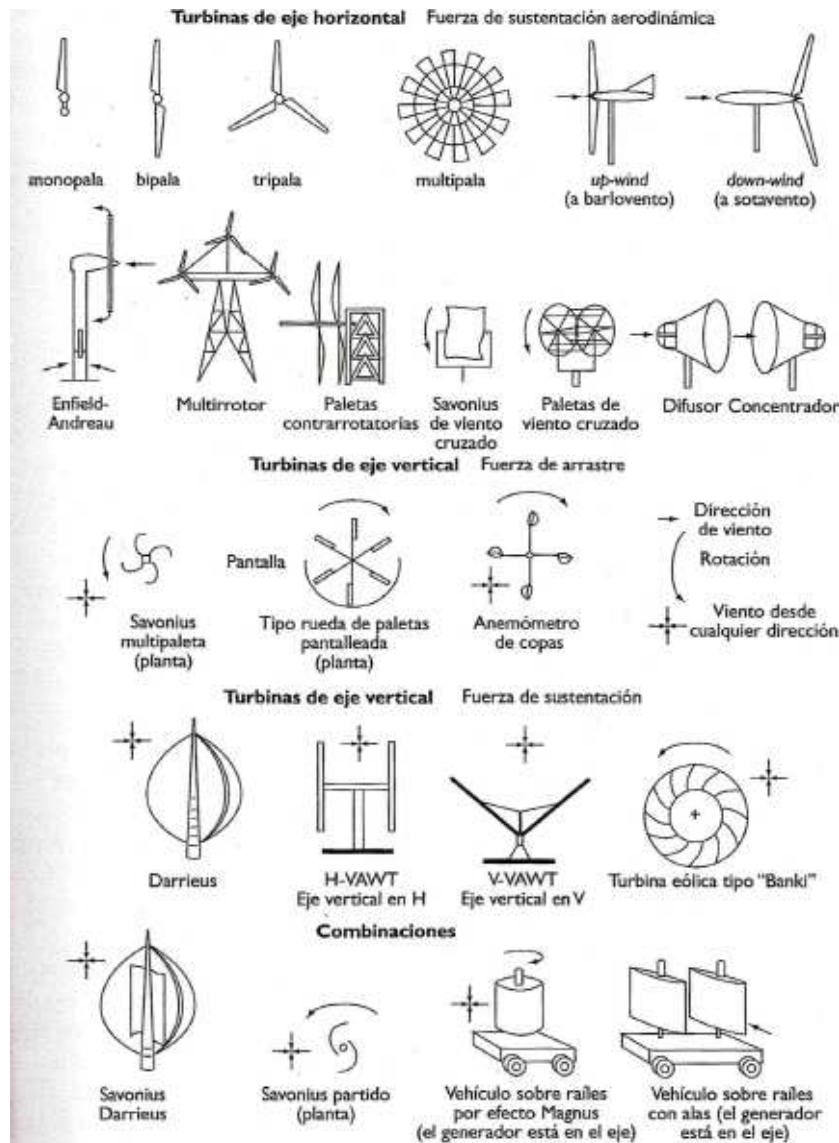


Figura 2.43. Esquema general de diferentes modelos de aerogeneradores eólicos del tipo de eje horizontal, eje vertical y variantes de ambos (Fuente: González Velasco, 2009).

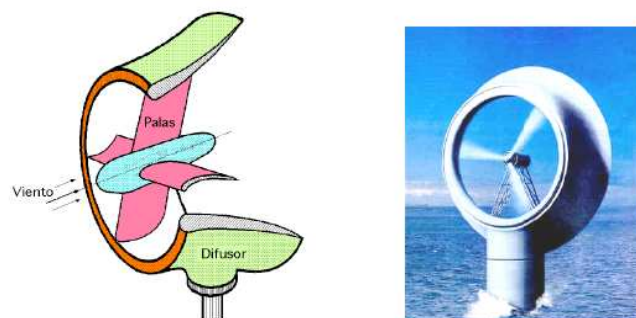


Figura 2.44. Esquema general de modelos de aerogeneradores eólicos de eje horizontal del tipo difusor (Fuente: Fernández Díez, 2002).

2.3.3. Aerogeneradores de eje horizontal de tipo Onshore.

Dentro del alcance de la presente tesis doctoral se procede a llevar a cabo, como parte de la investigación de la misma, una evaluación y descripción general de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal, al ser este tipo el más extendido a nivel de fabricación seriada e instalación a nivel mundial para la aplicación de generación de energía eléctrica con objeto de distribuirla en la red eléctrica general.

Dentro de este tipo de aerogeneradores eólicos de eje horizontal, y para potencias mayores de 100 kW, existen dos tipos de emplazamiento para los mismos que son: en tierra y en emplazamientos marinos. Del tipo de emplazamiento en los que se instalen los aerogeneradores eólicos de eje horizontal se derivan dos sub-tipos de aerogenerador que presentan unas características de funcionamiento muy similares a nivel de concepto tecnológico y de sub-componentes excepto en la subestructura de cimentación al fondo marino, pero que son denominados de manera diferente debido a que en la aplicación marina se requieren una serie de requisitos técnicos específicos. La denominación es en función del tipo de emplazamiento: aerogeneradores Onshore (instalados en tierra) y aerogeneradores Offshore (instalados en el mar) (EWEA; AWEA; CENER, 2005; Escudero López, 2003; González Velasco, 2009).

2.3.3.1. Aerogeneradores de eje horizontal Onshore: componentes principales.

Los modelos de aerogenerador eólico de eje horizontal (de potencia mayor de 100 kW) de tres palas presentan en la actualidad una gran madurez tecnológica a nivel operativo fruto del desarrollo de producto realizado en las décadas anteriores por los diferentes fabricantes, principalmente europeos, lo cual les hace ser el modelo más competitivo frente a otros tipos (como los aerogeneradores de eje vertical) en cuanto a rendimiento de generación de energía eléctrica o coeficiente de potencia C_p (fracción de energía cinética convertida en energía eléctrica), llegando a valores de un 40 a un 45%, valores de disponibilidad superiores al 95 % (tanto por ciento del tiempo útil que el generador está operativo en funcionamiento) y a los valores de costes de la energía ($COE = Cost\ Of\ Energy$) en Euros kWh.

En este apartado se procede a describir de manera general y sintética los principales componentes de un aerogenerador eólico de eje horizontal (de potencia mayor de 100 kW) para emplazamientos Onshore (en tierra), remitiéndonos a la bibliografía reseñada en los anexos para una mayor profundización en los conceptos técnicos (Lecuona, 2002; Hansen; M.O.L., 2000 y CENER, 2005).

Como se ha indicado en el apartado 2.2. Conceptos generales de la energía eólica, el concepto básico de funcionamiento en los aerogeneradores de eje horizontal viene determinado por el rotor y las palas, los cuales captan la energía cinética del viento, originándose la rotación del eje principal del aerogenerador, que genera energía mecánica de rotación la cual es suministrada por el eje principal de baja velocidad a la entrada del eje de la multiplicadora. En la multiplicadora, que es una caja de engranajes, se incrementan la velocidad en r.p.m. del eje de salida o eje de alta velocidad, para ser conectado mediante un acoplamiento al eje de entrada del generador eléctrico. El generador eléctrico transforma la energía mecánica recibida en su eje de entrada en energía eléctrica que es rectificada mediante convertidores y transformada, mediante una transformador, a la tensión requerida por la red eléctrica general (Escudero López, 2004).

Los principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal Onshore (ver Figura 2.45.), agrupados en grandes sistemas, son los siguientes (Lecuona, 2002; M.O.L. Hansen, 2000 y Escudero López, 2004):

A-Góndola (Nacelle).

B-Rotor.

C-Palas.

D-Torre.

E-Cimentación.



Figura 2.45. Imagen con un esquema general de un aerogenerador de eje horizontal Onshore del fabricante VESTAS con sus principales componentes (1: pala; 2: torre; 3: nacelle; 4: buje) (Fuente: www.vestas.com).

En la Figura 2.46., se presenta como ejemplo un esquema con los principales componentes de un aerogenerador Onshore de 1500 kW de potencia modelo S77 del fabricante NORDEX, indicándose en el mismo las principales características técnicas dimensionales externas del aerogenerador: altura de la torre, altura del buje, altura desde el suelo hasta el extremo de la pala en posición vertical, diámetro de rotor, área de barrido del rotor (m^2), ángulo de desplazamiento de las palas respecto a la vertical, distancia desde el eje de la torre hasta el eje del buje (Fuente: www.nordex.com).

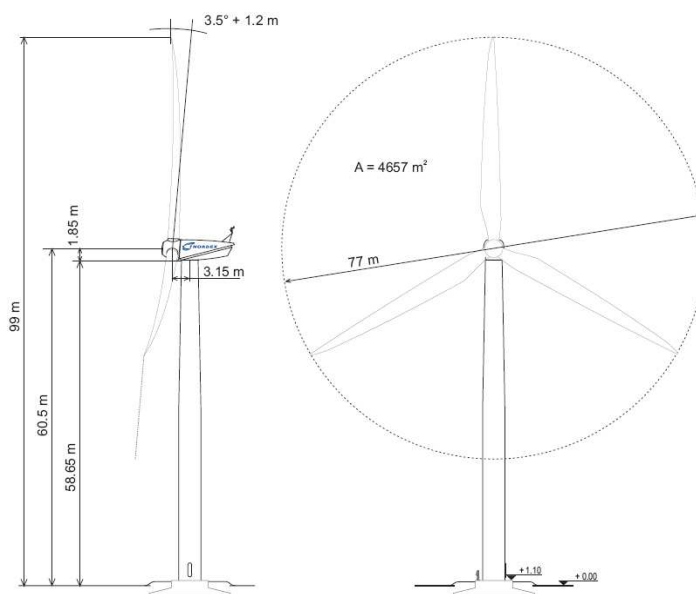


Figura 2.46. Esquema de un aerogenerador de eje horizontal Onshore de 1,5 MW NORDEX S77 con sus principales componentes (de abajo a arriba: cimentación, torre, palas, buje y nacelle) y sus características dimensionales (Fuente: www.nordex.com).

Se describen a continuación en los siguientes sub-apartados, de manera sintética cada uno de los subcomponentes que integran los aerogeneradores Onshore, en función de los criterios utilizados por diferentes autores consultados (CENER, 2005, Escudero López, 2004; M.O.L. Hansen, 2000; T. Burton, 2001; Lecuona, 2002 y fabricantes de aerogeneradores), y las principales características técnicas de los aerogeneradores Onshore. El criterio de investigación y presentación de resultados de la misma, se realiza en relación a tres aspectos conceptuales principales: funcionalidad, tipología y composición de los principales sistemas y sub-componentes de la nacelle, rotor, torre y cimentación del aerogenerador Onshore. Se presentan como una ampliación de los sub-sistemas de los que se componen los aerogeneradores y forman parte de la investigación de la tesis que será referenciada en detalle en el

capítulo 2.4 Características técnicas generales de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal.

A-Góndola (Nacelle): su denominación técnica en el sector eólico es Nacelle. Está ubicada y montada en la parte superior de la torre del aerogenerador, y a la Nacelle se le monta en su parte delantera el conjunto rotor del aerogenerador. Su función es disponer de una ubicación para montar en su interior los principales sub-componentes del aerogenerador en cuanto a transformación de la energía cinética en energía mecánica y su posterior transformación en energía eléctrica, la maquinaria de generación de electricidad y los diferentes sistemas auxiliares de operación. Los principales sub-componentes instalados en la Nacelle, según diferentes autores (Escudero López, 2004; Fernández Díez, 2002; Lecuona, 2002; M.O.L. Hansen, 2000; T. Burton, 2001; EWEA y fabricantes de aerogeneradores según se indica en el capítulo de bibliografía) se indican a continuación, la mayoría de los cuales se muestran de manera esquemática en la Figura 2.47.

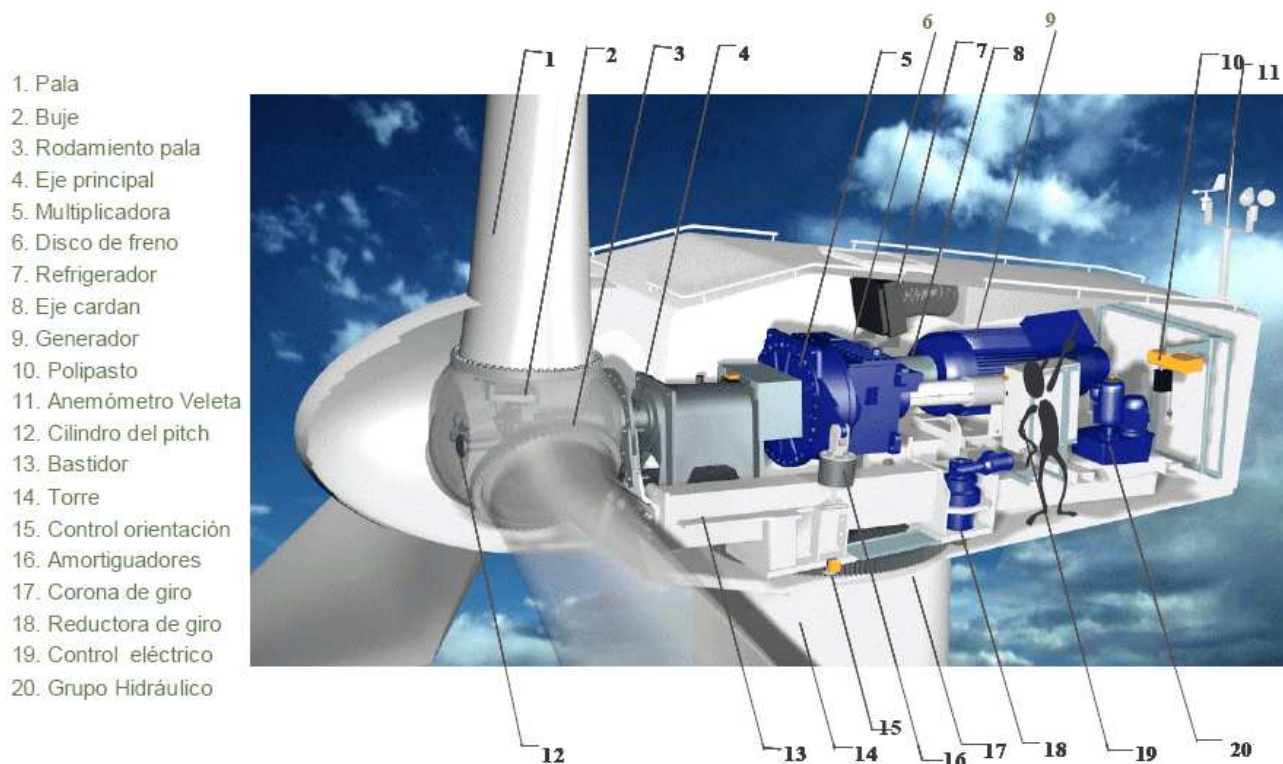


Figura 2.47. Esquema general de un aerogenerador de eje horizontal tipo Onshore convencional con tren de potencia con multiplicadora con sus principales componentes (Fuente: Vestas y Renovalia).

Los principales sub-componentes de la nacelle del aerogenerador de eje horizontal Onshore son los siguientes (según la bibliografía referenciada anteriormente):

- Tren de potencia: es el conjunto que incluye el eje de baja velocidad, la multiplicadora, y el eje de salida de alta velocidad.
- Eje principal de baja velocidad.
- Rodamientos del eje principal.
- Multiplicadora.
- Eje de salida de alta velocidad.
- Sistema de freno del eje de alta velocidad de la multiplicadora.
- Sistema de acoplamiento del eje de alta velocidad.
- Generador eléctrico.
- Sistema de refrigeración: intercambiadores de calor y ventiladores.
- Convertidores de potencia.
- Sistema de control electrónico.
- Polipastos.
- Anemómetros y sensores de viento.
- Grupo hidráulico.

- Sistema de giro de la nacelle (Yaw System).
- Moto-reductoras del sistema de giro.
- Rodamiento del sistema de giro.
- Sistema de amortiguadores.
- Control de orientación de la nacelle.
- Bastidor fundido y mecanizado.
- Carcasa exterior de fibra de vidrio.
- Transformador de potencia.
- Cableados internos.
- Sistemas de lubricación.
- Sistema de freno del rotor (Rotor Lock).
- Componentes metálicos de soporte.
- Tornillería de unión de partes metálicas.

Como información complementaria en la Figura 2.48., según EWEA (European Wind Energy Association), se presenta de manera descriptiva una información adicional de los principales componentes de un aerogenerador Onshore, las funciones de los diferentes subcomponentes y una valoración generalista de la distribución porcentual en costes de cada subcomponente.



Figura 2.48. Principales componentes de un aerogenerador eólico y la contribución de cada uno en costes sobre el total (Fuente: www.ewea.com).

Se describen a continuación en los siguientes sub-apartados, los principales sub-sistemas y sub-componentes que van montados en la nacelle de un aerogenerador Onshore (CENER, 2005; Fernández Díez, 2002; Escudero López, 2004; M.O.L. Hansen, 2000; T. Burton, 2001; Lecuona, 2002 y fabricantes de aerogeneradores).

Tren de potencia: en lo referente a su funcionalidad el tren de potencia es aquel que recoge el par de elevado valor y baja velocidad de giro transmitido por el rotor del aerogenerador, conectándose al eje de entrada de la multiplicadora, el cual está soportado en dos rodamientos (rodamiento de entrada próximo al rotor y que soporta la mayor parte de las cargas, y el rodamiento trasero próximo a la multiplicadora), donde en la misma se transforma en un par de bajo valor y alta velocidad a la salida de la multiplicadora para conectarse a través de un acoplamiento mecánico al eje del generador.

Los principales componentes son el eje principal de baja velocidad, los soportes de los rodamientos del eje, los rodamientos del eje (delanteros y traseros), los soportes fundidos de sujeción de los rodamientos, el sistema de sellado de los rodamientos, la carcasa de unión a la multiplicadora, la multiplicadora, el eje de salida de alta velocidad, los sistemas de lubricación de los rodamientos (Ver Figura 2.49.).

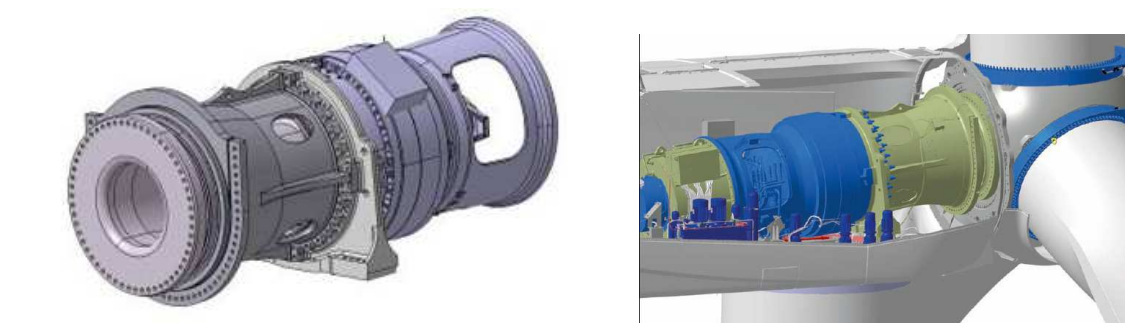
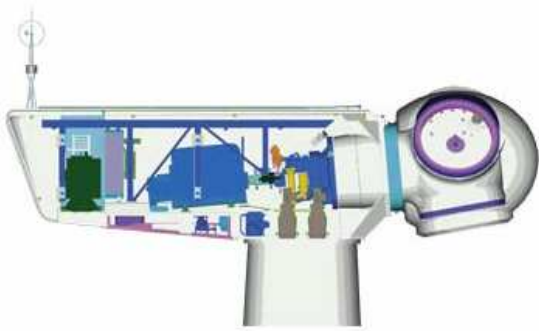


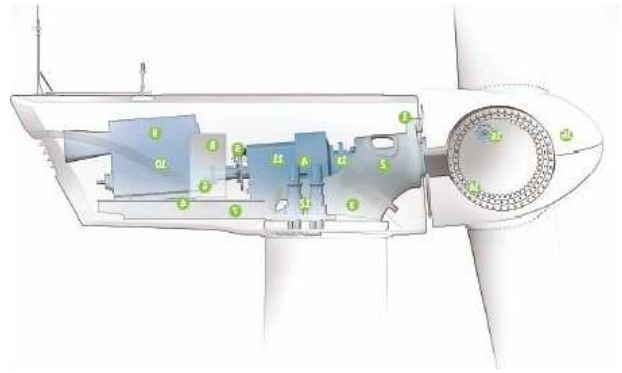
Figura 2.49. Esquema general (izda.) de un tren de potencia del tipo compacto con sus principales sub-componentes y esquema general (dcha.) de conjunto del tren de potencia de tipo compacto con multiplicadora en el extremo derecho (Fuente: Gamesa).

Existen diferentes tipos de configuración de un aerogenerador de eje horizontal en cuanto al tipo de tren de potencia a ser seleccionado para su montaje y operación (Engels, Obdam, Savenije, 2009; Fernández Díez, 2002; M.O.L. Hansen, 2000 y fabricantes de aerogeneradores según la bibliografía consultada). Los tipos fundamentales son tren de potencia estándar con multiplicadora, tren de potencia compacto con multiplicadora y el tren de potencia tipo *Direct Drive* o de accionamiento directo, de los cuales se presenta a continuación una breve descripción de su tipología y configuración:

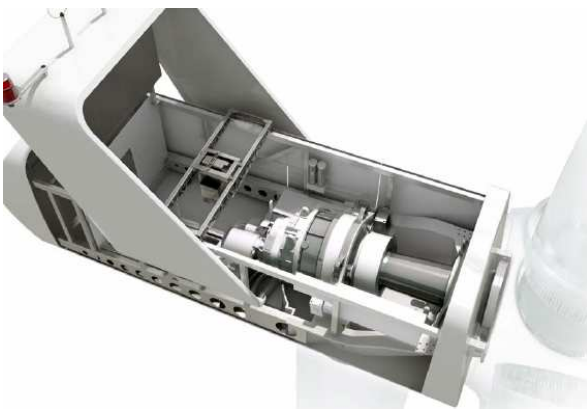
- *Tren de Potencia estándar con multiplicadora:* es el modelo tradicional de tren de potencia y consta de un eje principal de baja velocidad y sus sub-componentes y una multiplicadora alineada a continuación más la salida al generador por medio de un acoplamiento mecánico. Es la configuración más habitual y convencional en los aerogeneradores Onshore. Se presentan a continuación diferentes ejemplos del estado del arte actual en relación a las configuraciones de tren de potencia estándar con multiplicadora utilizados y que se encuentran disponibles en el mercado eólico por parte de los fabricantes de aerogeneradores (ver Figura 2.50. y Figura 2.51.).



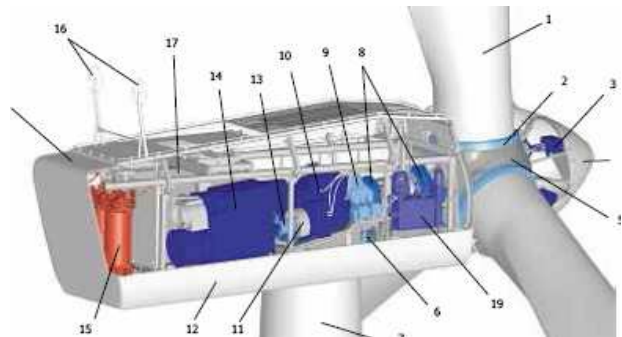
Tipo de Tren de Potencia: Eje Estandar
(Fabricante/Potencia: FUEHRLANDER / 2,5 MW)



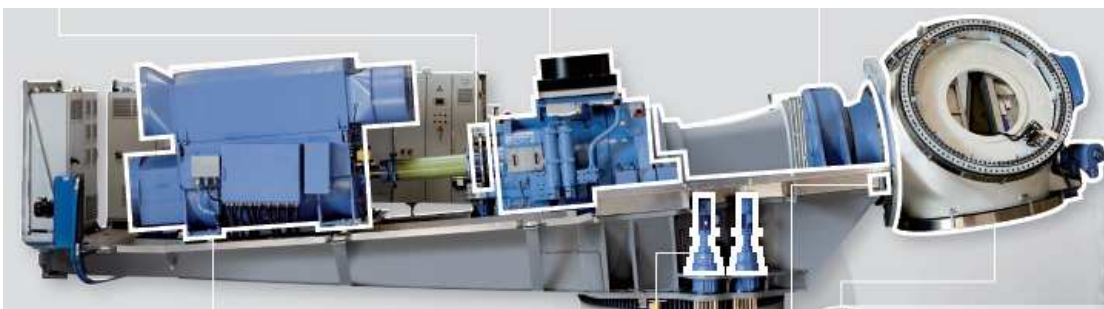
Tipo de Tren de Potencia: Eje Estandar
(Fabricante/Potencia: GE / 2,5 MW)



Tipo de Tren de Potencia: Eje Estandar
(Fabricante/Potencia: VESTAS / 3 MW)

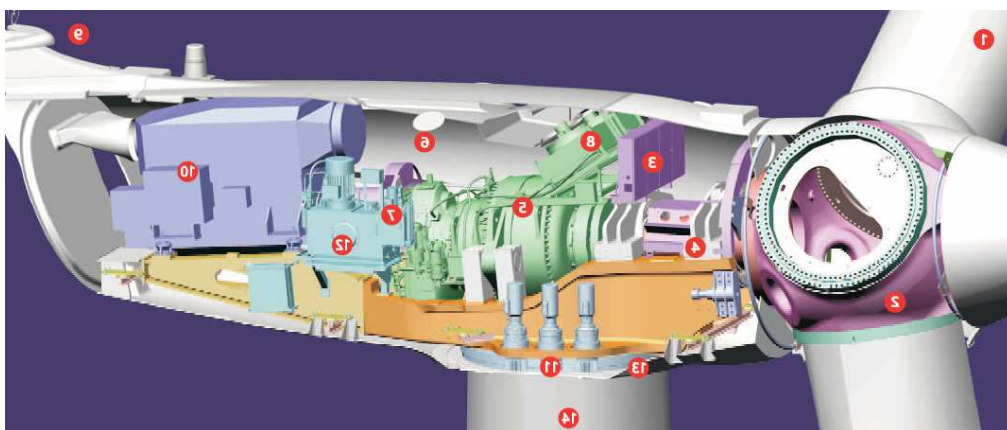


Tipo de Tren de Potencia: Eje Estandar
(Fabricante/Potencia: GAMESA / 2 MW)

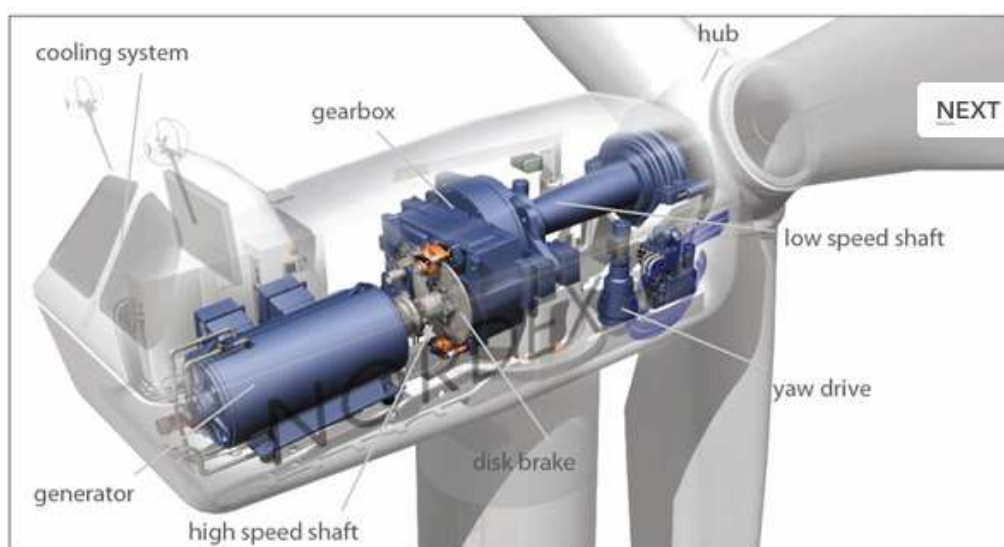


Tipo de Tren de Potencia: Eje Estandar (Fabricante/Potencia: REPOWER / 3,3 MW)

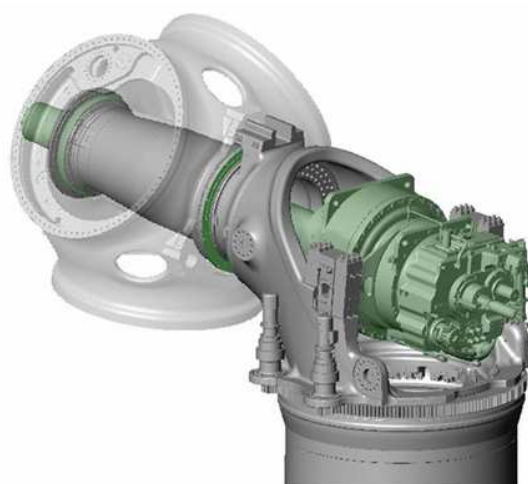
Figura 2.50. Esquemas de tren de potencia del tipo eje estándar de varios fabricantes de aerogeneradores de eje horizontal
(Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).



Tipo de Tren de Potencia: Eje Estandar (Fabricante/Potencia: ACCIONA / 3 MW)



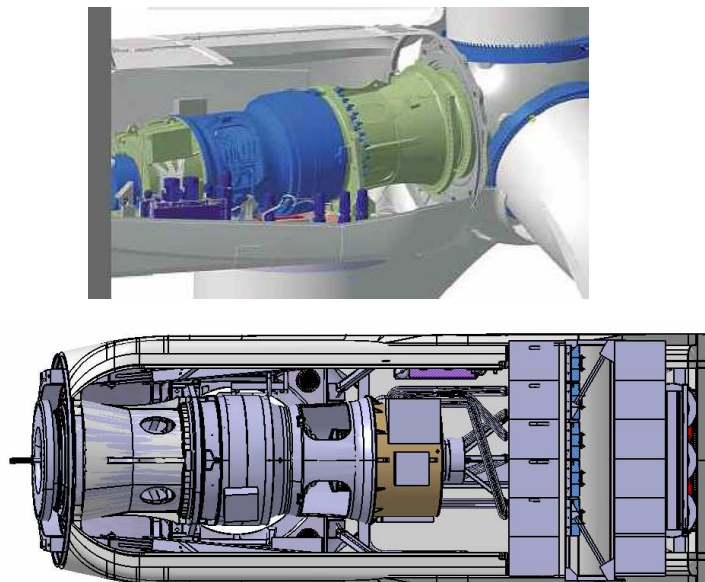
Tipo de Tren de Potencia: Eje Estandar (Fabricante/Potencia: NORDEX / 2,5 MW)



Tipo de Tren de Potencia: Eje Estandar (Fabricante/Potencia: ALSTOM-ECOTECNIA / 3 MW)

Figura 2.51. Esquemas de tren de potencia del tipo eje estándar de los fabricantes ACCIONA, NORDEX y ALSTOM-ECOTECNIA (Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

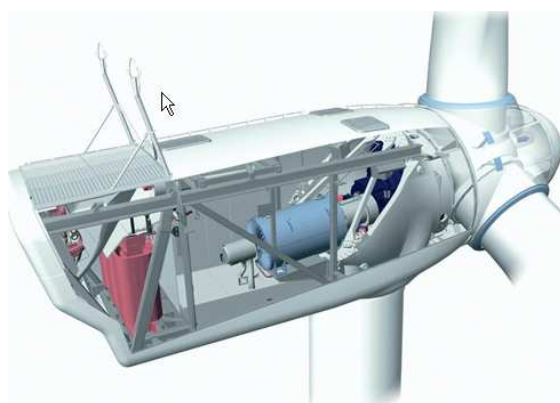
- *Tren de potencia compacto con multiplicadora:* la configuración de componentes en el tren de potencia de tipo compacto es igual a la del eje estándar, pero el eje del rotor se integra parcialmente en la multiplicadora lo cual implica menor longitud total del eje. Como ventajas presenta una mayor facilidad de manipulación y de montaje del tren de potencia en la Nacelle, menor longitud total, se evita la necesidad de montar rodamientos de alta velocidad, reducción de componentes y materiales, reducción de costes en el eje y en la nacelle. Actualmente está siendo fabricado en los modelos de gran potencia del fabricante Gamesa (ver Figura 2.52.).



Tipo de Tren de Potencia: Eje Compacto (Fabricante/Potencia: GAMESA / 4,5 MW)

Figura 2.52. Esquemas de tren de potencia del tipo eje compacto del fabricante Gamesa (Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

- *Tren de Potencia compacto con eje con un rodamiento -Moment Bearing-:* es igual que el tipo con eje compacto con multiplicadora pero en vez de dos rodamientos en el eje lleva solo uno y el soporte del eje en la parte del rotor se realiza con un componente mecánico con funciones de rodamiento. Ha sido desarrollado por el fabricante VESTAS para su modelo de 3 MW de potencia (ver Figura 2.53.).



Tipo de Tren de Potencia: Moment Bearing (Fabricante/Potencia: VESTAS / 3 MW)

Figura 2.53. Esquemas de tren de potencia del tipo eje compacto con un rodamiento Moment Bearing del fabricante (Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

- *Tren de Potencia compacto con eje con múltiples generadores:* se trata de un diseño especial desarrollado por el fabricante de aerogeneradores CLIPPER el cual utiliza 3 generadores eléctricos en lugar de uno y el tipo de eje compacto monta una multiplicadora especial con tres ejes de salida de baja velocidad (ver Figura 2.54.).

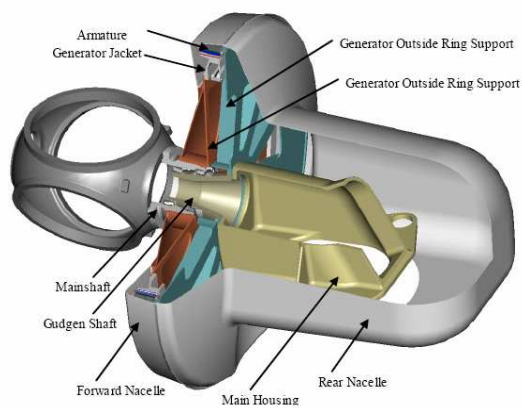


Tipo de Tren de Potencia: Eje Compacto con múltiples generadores (Fabricante/Potencia: CLIPPER / 2,5 MW)

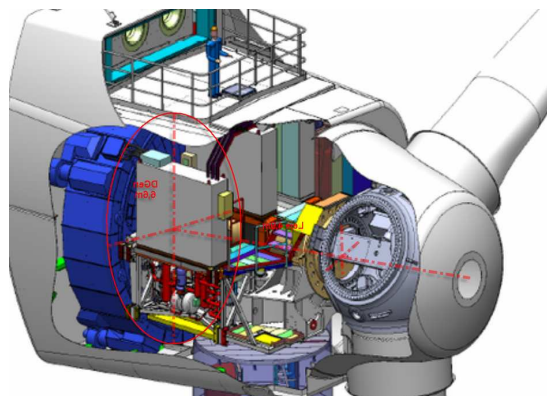
Figura 2.54. Esquemas de tren de potencia del tipo compacto con eje con múltiples generadores utilizado por el fabricante CLIPPER (Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

- *Tren de Potencia Direct Drive (o de accionamiento directo):* es un modelo de tren de potencia sin multiplicadora, transmitiéndose el par del rotor directamente desde el eje principal de baja velocidad al generador eléctrico. Puede existir un eje principal al que el rotor del generador está unido solidariamente, o el rotor del generador eléctrico actúa como eje principal y gira solidario con el rotor del aerogenerador, evitándose de esta forma en ambos casos la necesidad de montar una multiplicadora. Se subdividen en dos tipos de configuración eléctrica: generadores de imanes permanentes (en el rotor y bobinado en el estator) o generadores con bobinados en el rotor y en el estator. Desde el punto de vista de la configuración mecánica el tren de potencia *Direct Drive* presenta dos tipologías diferentes:

a-*DDRH (Direct Drive Rear Hub)*: El generador va montado entre la nacelle y el rotor. Se trata de una tecnología fabricada desde hace muchos años y con demostrada fiabilidad de funcionamiento en campo. La principal ventaja que presentan sobre los modelos de tren de potencia convencionales estándar y compacto con multiplicadora, es el no montar multiplicadora con el ahorro de costes en componentes y mantenimiento. Dentro de esta tipología de Tren de potencia *Direct Drive* existen diferentes variantes como las mostradas en la Figura 2.55.: 1-El tipo de diseño de los fabricantes SIEMENS, ENERCON y el de VENSYS presentan un generador con el estator solidario con el eje del rotor y el rotor del generador es externo y unido al rotor mediante rodamientos. 2- El tipo de diseño del fabricante SCANWIND presenta un eje convencional unido al rotor del generador el cual está posicionado en la parte trasera de la nacelle.



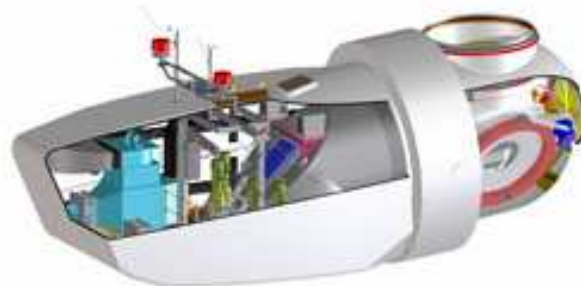
Tipo de Tren de Potencia: DDRH (Direct Drive Rear Hub)
(Fabricante/Potencia: SIEMENS / 3 MW)



Tipo de Tren de Potencia: DDRH (Direct Drive Rear Hub)
(Fabricante/Potencia: SCANWIND / 3 MW)



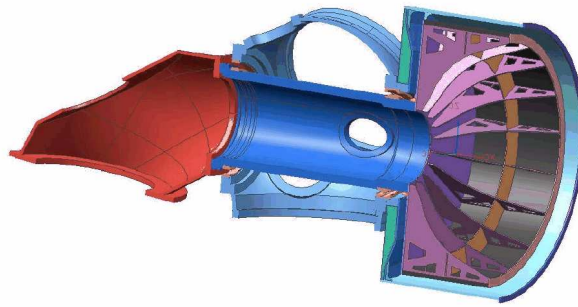
Tipo de Tren de Potencia: DDRH (Direct Drive Rear Hub)
(Fabricante/Potencia: ENERCON / 2 MW)



Tipo de Tren de Potencia: DDRH (Direct Drive Rear Hub)
(Fabricante/Potencia: VENSYS / 2,5 MW)

Figura 2.55.: Esquemas de tren de potencia del tipo Eje *Direct Drive* (Accionamiento directo) DDRH (Direct Drive Rear Hub)
(Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

b-DDFH (Direct Drive Front Hub): El generador va montado por delante del rotor exterior al aerogenerador, unido a continuación al rotor y después del rotor se sitúa la nacelle. Es un diseño poco convencional y en fase experimental por parte del fabricante SIEMENS. Se han fabricado unidades de prototipo y las principales ventajas que presenta son: eliminación de multiplicadora, la eliminación de uno de los rodamientos del eje y el ahorro en costes de mantenimiento o cambio de generador debido a su posición que evita tener que desmontar el rotor completo en caso de avería del generador eléctrico (ver Figura 2.56.).



Tipo de Tren de Potencia: DDFH (Direct Drive Front Hub)
(Fabricante/Potencia: SIEMENS / 3 MW)

Figura 2.56. Esquemas de tren de potencia del tipo Eje *Direct Drive* (Accionamiento directo) DDFH (Direct Drive Front Hub) (Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

Eje principal de baja velocidad: es un sub-componente del tren de potencia y tiene la función de realizar la conexión entre el buje del rotor al eje de baja velocidad de entrada a la multiplicadora. Puede estar fabricado en material de forja o de fundición y en los aerogeneradores modernos la velocidad de giro es muy lenta, unas 10 a 35 revoluciones por minuto (r.p.m.). Por el interior del eje pasan conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos que accionan el sistema de giro de las palas, así como para permitir la lubricación de los rodamientos del eje principal (ver Figura 2.57.).

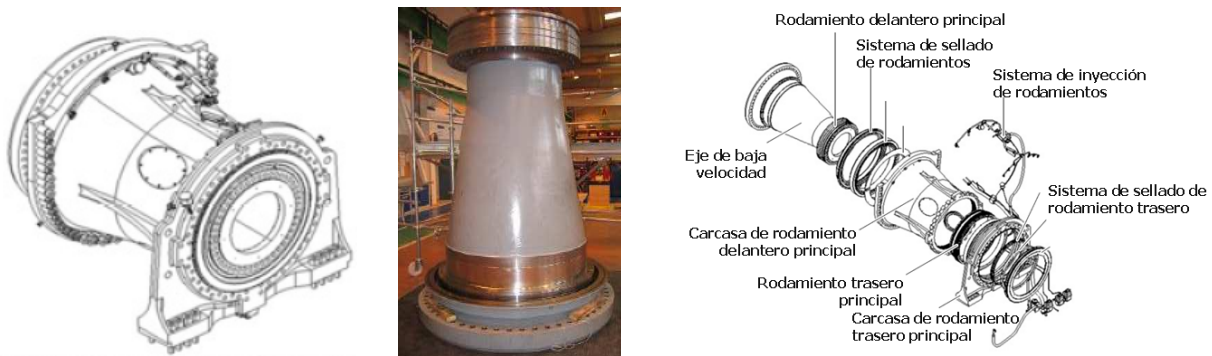


Figura 2.57. Ejemplo de esquema del conjunto eje principal de baja velocidad de un aerogenerador (izda.); eje principal (centro) y los principales sub-componentes del conjunto eje principal (dcha.) utilizados en el tren de potencia de tipo compacto por el fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

-Rodamientos del eje principal: en la configuración estándar de tren de potencia se montan dos rodamientos en el eje principal de baja velocidad. Uno en la parte delantera próxima al rotor, el cual soporta la mayor parte de las cargas mecánicas, y un segundo rodamiento en la parte de entrada a la multiplicadora. Van montados sobre un soporte mecánico, generalmente de fundición, ensamblado sobre el bastidor principal y a su vez disponen de un sistema de lubricación de los rodamientos (mediante un circuito de aceite o mediante dispensadores de grasa) para garantizar su funcionalidad durante la vida del aerogenerador (ver Figura 2.57. y Figura 2.58.).

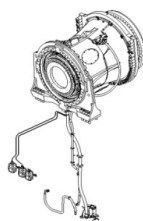


Figura 2.58. Esquemas del sistema de lubricación de los rodamientos del eje principal utilizados en el tren de potencia de tipo compacto por el fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

Multiplicadora: forma parte del tren de potencia del aerogenerador y se instala unida a continuación del eje principal de baja velocidad unido al rotor. Debido a que la velocidad del rotor es de bajas revoluciones por minuto, y para que un generador eléctrico convencional pueda generar electricidad es necesario transformar la velocidad a bajas revoluciones del eje del rotor del aerogenerador en una velocidad de salida a mayores r.p.m. a la entrada del generador, óptimas para la generación de electricidad. Esta función se consigue mediante un eje de baja velocidad a la entrada de la multiplicadora y varias etapas de multiplicación (dos o tres etapas) mediante engranajes planetarios y ejes paralelos que permiten que el eje de alta velocidad gire a una velocidad en la salida muy superior que la del eje de baja velocidad. El eje de alta velocidad puede girar aproximadamente entre 1000 y 1.500 r.p.m. lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico del tipo de alta velocidad. A la relación entre la velocidad de entrada y la velocidad del eje de salida de la multiplicadora se le denomina relación de multiplicación (*gearbox ratio*) que es una característica técnica crítica. Las multiplicadoras presentan un ratio de rendimiento elevado con valores superiores al 95 % (ver Figura 2.59. y Figura 2.60.).



Figura 2.59. ejemplo de modelo de multiplicadora de varias etapas utilizados para aplicación eólica del fabricante BOSCH-REXROTH; detalle de una sección donde se muestran los engranajes y los planetarios de la multiplicadora (Fuente: BOSCH-REXROTH).

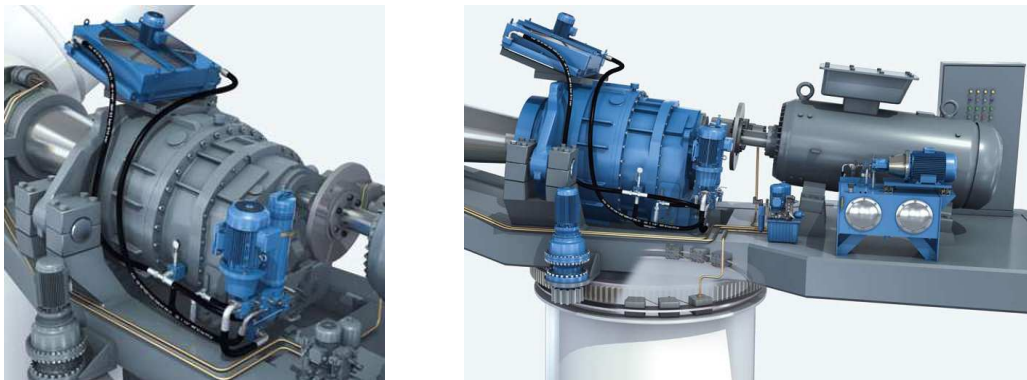


Figura 2.60. Ejemplo de aplicación en la nacelle de una multiplicadora de varias etapas (izda.) utilizadas para aplicación eólica del fabricante BOSCH-REXROTH y vista del conjunto montado en una nacelle (Fuente: BOSCH-REXROTH).

Como elementos adicionales al sistema de funcionamiento de una multiplicadora se encuentran los *sistemas de lubricación* de la misma, formados por un sistema hidráulico (bombas, tuberías, filtros, depósito) que facilitan el engrase y funcionamiento de la misma, así como un *sistema de refrigeración* (formado por intercambiadores de calor, un circuito de refrigeración, módulos de refrigeración y ventiladores externos) los cuales garantizan las condiciones de trabajo a la temperatura óptima. En la Figura 2.61. se muestra un ejemplo de la configuración de un sistema de lubricación y de refrigeración de una multiplicadora (Gamesa).

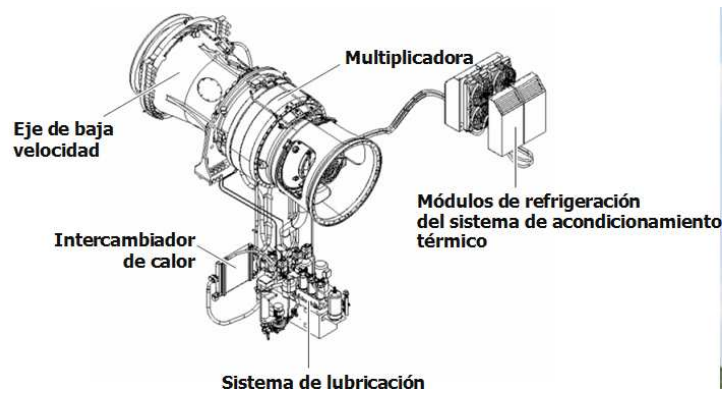


Figura 2.61. Esquema de sistema de lubricación y refrigeración de una multiplicadora utilizados en el tren de potencia por el fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

Freno de disco mecánico: El eje de salida de la multiplicadora está equipado con uno o dos *frenos de disco mecánico* de tipo hidráulico con pinzas de freno, con dos zapatas cada uno, que actúan sobre un disco de freno solidario con el eje de alta. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico del rotor, en caso de emergencia por empalamiento (velocidad excesiva) o durante las labores de mantenimiento de la turbina (ver Figura 2.62.).

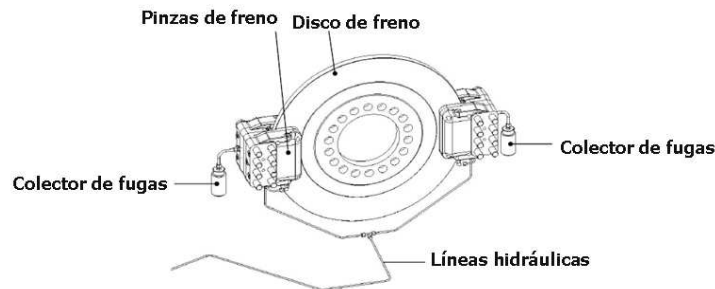


Figura 2.62. Esquema de sistema de freno de disco mecánico utilizados en el tren de potencia a la salida de la multiplicadora por el fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

Acoplamiento mecánico: A continuación de la multiplicadora se instala el *acoplamiento mecánico* del eje de salida de alta velocidad con el generador eléctrico. El diseño de este acoplamiento generalmente es del tipo cardan, o bien de materiales de *composites* o de otro tipo de diseño con materiales mecánicos. Su función es la absorción de los posibles des-alineamientos de los ejes, la absorción de los pares de torsión entre los componentes de unión, así como la de realizar una unión flexible entre el eje de alta velocidad de la multiplicadora y el eje del rotor del generador (CENER, 2005), ver Figura 2.63.



Figura 2.63. Ejemplo de acoplamiento mecánico de unión entre el eje de alta velocidad de la multiplicadora y el rotor del generador del fabricante SIEMENS (Fuente: SIEMENS).

Eje de salida de alta velocidad. Su función es la de transmitir todo el par desde el eje de alta a la salida de la multiplicadora hasta el eje de entrada al generador (ver Figura 2.64.). Es una pieza generalmente de forja mecanizada que dispone en el extremo de la multiplicadora de un sistema de tornillería mediante unión atornillada para el acoplamiento a la misma.

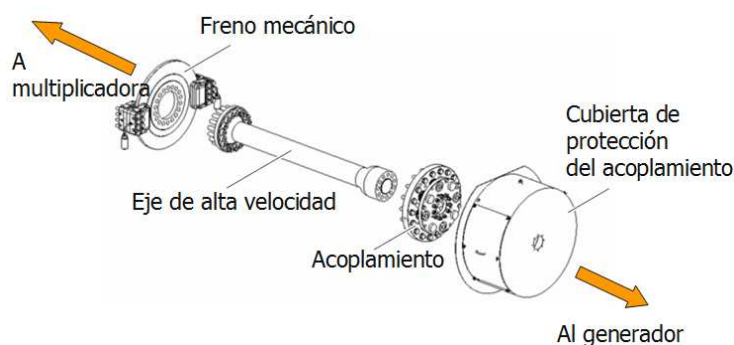


Figura 2.64. Esquema del sistema de eje de alta velocidad, freno mecánico de la multiplicadora y acoplamiento mecánico al eje del generador utilizados por el fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

Generador eléctrico: existen diferentes tipos dependiendo del diseño del aerogenerador Onshore. Este componente transforma la energía cinética mecánica recibida en el rotor del generador en energía eléctrica, existiendo una fase previa de transformación de la velocidad de entrada a bajas r.p.m en el rotor hasta la velocidad de salida a altas r.p.m. en el eje de alta de la multiplicadora y su conexión al rotor del generador mediante un acoplamiento mecánico. El estator está conectado a los convertidores de potencia. Por el rango de velocidad de rotación del rotor del generador pueden clasificarse en las siguientes tipologías: Baja velocidad (< 300 r.p.m.); Media velocidad (desde > 300 r.p.m. hasta 1000 r.p.m.); Alta velocidad (> 1000 r.p.m.). Los generadores de alta velocidad han sido hasta el presente los más comunes en la aplicación eólica para aerogeneradores de > 100 kW (Lecuona, 2002).

Como principales características técnicas de un generador para la aplicación eólica están la potencia activa nominal, el rendimiento (%), el momento de inercia (kgm²), el factor de potencia capacitivo-inductivo, la clase térmica de los aislamientos (F, H), la tensión de trabajo (V), la frecuencia (Hz), la intensidad nominal (A), pérdidas en carga y en vacío, el peso (kg), el nivel de ruido (dbA), nivel de vibraciones, nivel de armónicos, n° de polos, etc. (Lecuona, 2002).

Los principales componentes de un generador eléctrico son el rotor (es la parte móvil con rotación en el cual se encuentran los bobinados/pletinas de cobre o los imanes permanentes, la chapa magnética apilada sobre el eje, el eje del rotor de fundición o forja), los rodamientos del eje del rotor (presentan un sistema de lubricación), el estator (con bobinados/pletinas de cobre, la chapa magnética apilada sobre el eje, la carcasa exterior del estator), la carcasa del generador (en material de calderería o de fundición), los sistemas de refrigeración (mediante un módulo específico de refrigeración por aire o mediante camisa refrigerada por agua-glicol y aire), los sistemas y cajas de conexionado, la instrumentación de medida y control mediante sensores, sistemas de lubricación de los rodamientos (ver Figura 2.65.).

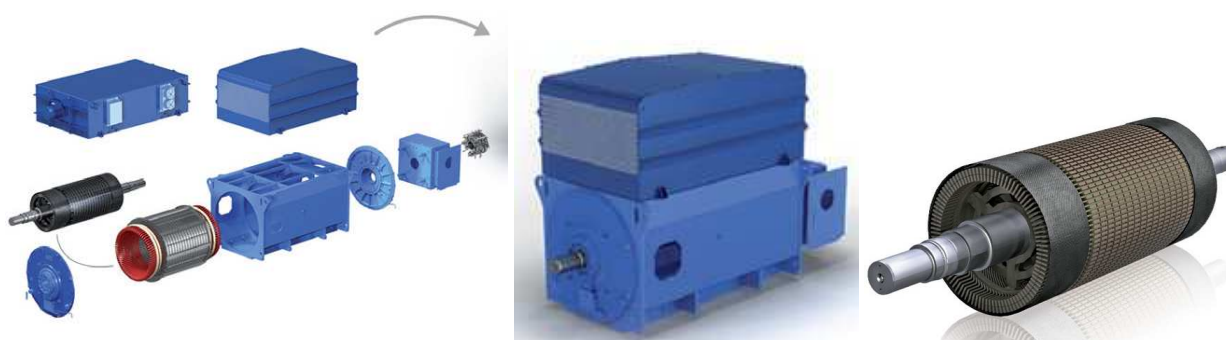


Figura 2.65. Esquema con los diferentes subcomponentes de un generador asíncrono del fabricante ABB (izda) (rotor, estator, carcasa, unidad de refrigeración, etc.); (dcha.) detalle del conjunto generador y detalle del rotor (Fuente: ABB).

En relación con el tipo de generador eléctrico a utilizar en un aerogenerador eólico es necesario definir previamente el tipo de velocidad del mismo, para lo cual se pueden clasificar en varios tipos en función de la velocidad de rotación en operación (Burton T., 2001): velocidad fija, doble velocidad y velocidad variable. Los aerogeneradores del tipo de velocidad fija presentan su máxima eficiencia a una velocidad de punta de pala determinada, por lo que al no variarse la misma en función de las condiciones de viento están trabajando por debajo de su rendimiento óptimo en cuanto a la captura de energía. Su topología (ver Figura 2.65B.) presenta una multiplicadora con un generador eléctrico asíncrono de jaula de ardilla directamente acoplado a la red por su estator y con unas baterías de condensadores para compensar la energía reactiva que consumen (Fernández Díez, 2002).

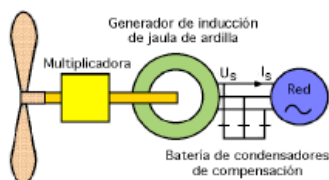


Figura 2.65B. Esquema de la topología de aerogeneradores de velocidad fija con generador asíncrono de inducción de jaula de ardilla directamente conectado a la red por el estator (Fuente: Fernández Díez, 2002).

Los aerogeneradores del tipo de doble velocidad pueden trabajar en dos rangos de velocidad especificados y lo hacen mediante generadores eléctricos del tipo de inducción con dos devanados independientes con cuatro o seis polos y ser conectados alternativamente obteniéndose de esta manera una captura de energía próxima al óptimo.

Los aerogeneradores del tipo de velocidad variable presentan una topología (Fernández Díez, 2002) con un generador eléctrico asíncrono de inducción doblemente alimentado con el estator conectado a la red y el rotor conectado a los convertidores de frecuencia que se conectan a la red, siendo posible de esta manera desacoplar la velocidad de rotación de la frecuencia de la red permitiendo que la velocidad del rotor pueda variar y se pueda controlar el par de generador (ver Figura 2.66.).

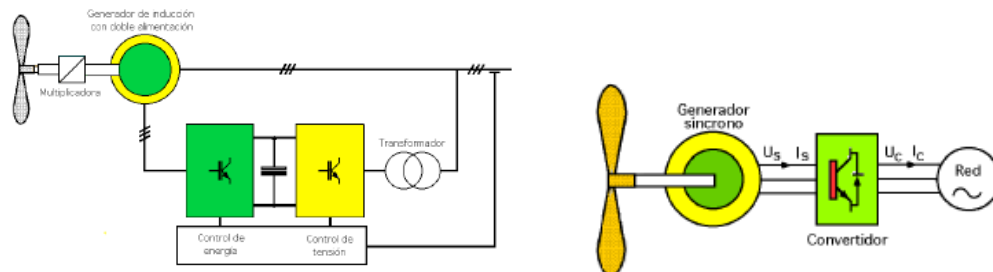


Figura 2.66. Esquema de la topología de aerogeneradores de velocidad variable con generador asíncrono de inducción doblemente alimentado (Fuente: Fernández Díez, 2002).

Dentro de los tipos de aerogenerador de velocidad variable hay una variante que es el uso de generadores síncronos multi-polos, que no disponen de multiplicadora y en el que la variación de la velocidad en el estator se lleva a cabo mediante convertidores de frecuencia que controlan la potencia de toda la máquina (ver Figura 2.66.).

Los generadores de tipo de velocidad variable presentan ventajas desde el punto de vista técnico tales como la variación de la velocidad del rotor en función de la velocidad del viento manteniendo al eficiencia aerodinámica del aerogenerador; reducción del ruido acústico aerodinámico en el caso de vientos bajos; el rotor del aerogenerador puede actuar suavizando las fluctuaciones de par antes de que entre en funcionamiento el tren de potencia; las ráfagas de viento no implican sobrecargas en la multiplicadora sino que esa energía se emplea en incrementar la velocidad; permite el control de la potencia activa y reactiva pudiéndose mantener el factor de potencia y debido a la reducción de cargas del aerogenerador son los más utilizados en el mercado de aerogeneradores multi-MW. En el caso de los aerogeneradores de velocidad variable con generador síncrono multi-polos las ventajas son la mejora del rendimiento aerodinámico, la potencia de salida se presenta sin fluctuaciones, la eliminación de la

multiplicadora con la reducción de costes asociados. Como desventajas presentan unos mayores costes debido al uso de convertidores de frecuencia, mayores pérdidas, mayor complejidad técnica e incremento de armónicos (Fernández Díez, 2002 y Burton T., 2001).

Los generadores eléctricos presentan diferentes tipologías de generación de corriente eléctrica alterna trifásica en función del tipo de tecnología de generador seleccionada (en los aerogeneradores de baja potencia los generadores son de corriente continua), las cuales se describen a continuación de forma sintética (CENER, 2005; Fernández Díez, 2002; Burton T., 2001; Hansen M.O.L., 2000; www.windpower.org y los fabricantes de generadores eléctricos ABB y SIEMENS):

- *Generadores Asíncronos*: pueden ser de varios tipos (ver Figura 2.67.).
 - *Asíncronos de Jaula de ardilla o inducción (velocidad fija)*: utilizados en los aerogeneradores más antiguos de paso fijo o *Stall*. Sus principales características técnicas son que se conectan directamente a la red, tienen velocidad de rotación fija (típicamente entre 1000 y 1500 rpm) proporcional a la frecuencia de la corriente eléctrica de la red, un tipo de velocidad o dos, nº de polos entre 4 y 6, refrigeración por aire mediante aletas o por agua con camisa, carcasa exterior en fundición o mecano soldada, rango de potencias hasta los 300 kW.
 - *Asíncronos de Jaula de ardilla o inducción con doble bobinado (velocidad fija)*: utilizados en los aerogeneradores de paso fijo o *Stall*. Sus principales características técnicas son que se conectan directamente a la red, tienen velocidad de rotación fija (típicamente entre 1000 y 1500 rpm), un tipo de velocidad o dos, nº de polos entre 4 y 6, refrigeración por aire mediante aletas o por agua con camisa, carcasa exterior en fundición o mecano soldada, rango de potencias hasta los 2 MW.
 - *Asíncronos doblemente alimentados con excitación (DFIG: Doubly Fed Induction Generator)*: Sus principales características técnicas son que disponen de un estator bobinado directamente conectado, junto con un rotor bobinado conectado a la red por medio de un convertidor de frecuencia y presentan un rango de velocidades de giro limitadas por el convertidor de frecuencia. El par del generador es regulado por el convertidor de frecuencia lo que garantiza una frecuencia constante en el estator lo cual implica la obtención de un alto rendimiento de producción de energía con buena calidad de energía, especialmente con bajas velocidades de viento. Son utilizados en los aerogeneradores de paso variable o *Pitch*, tienen velocidad de rotación variable (típicamente entre 1000 y 1500 rpm) controlada totalmente, nº de polos entre 4 y 6, refrigeración por aire mediante módulos de refrigeración, carcasa exterior mecano soldada, diseño modular de subcomponentes pudiéndose realizar a medida del cliente, suministran potencia reactiva, presentan un diseño sencillo y robusto con probada fiabilidad con reducción de cargas de par en el tren de potencia, rango de potencias entre 1 y 2 MW.
 - *Asíncronos doblemente alimentados de velocidad variable (Full Variable Speed Induction Generator)*: este tipo de generador tiene origen en aplicaciones industriales y ha sido adaptado con éxito para la aplicación eólica. Sus principales características técnicas son que disponen de un rotor bobinado conectado a la red por medio de un convertidor de frecuencia y presentan un rango de velocidades de giro para todo el rango de posibilidades en distintas condiciones de la red, siendo habilitado mediante un sistema de convertidor de frecuencia de plena carga (*Full Converter*) que realiza la conexión entre el rotor y la red eléctrica. El par del generador es regulado por el convertidor de frecuencia lo que garantiza una frecuencia constante en el estator lo cual implica la obtención de un alto rendimiento de producción de energía con buena calidad de energía. Son utilizados en los aerogeneradores de paso variable o *Pitch*, tienen velocidad de rotación variable (típicamente entre 1000 y 1500 rpm) controlada totalmente, nº de polos entre 4 y 6, refrigeración por aire mediante módulos de refrigeración, carcasa exterior mecano soldada, diseño modular de subcomponentes, suministran potencia reactiva, presentan un diseño robusto con probada fiabilidad, rango de potencias entre 2 y 5 MW, es apto para aplicaciones en generadores asíncronos como en generadores síncronos de imanes permanentes.



Figura 2.67. Diferentes tipos de generadores asíncronos. Modelo de generador asíncrono de inducción de velocidad fija (izda); generador asíncrono de inducción doblemente alimentado de velocidad semi-variable (centro); generador asíncrono de inducción doblemente alimentado de velocidad variable (dcha.), del fabricante ABB (Fuente: ABB)

- **Generadores Síncronos:** pueden ser de varios tipos como los convencionales, utilizando bobinados en el rotor y en el estator, y de imanes permanentes (montando los imanes permanentes en el rotor y siendo el estator bobinado). En detrimento del modelo de generador síncrono convencional con bobinados, el tipo de generador síncrono con imanes permanentes en el rotor son los que están siendo utilizados de forma mayoritaria en los últimos años en la aplicación eólica en los diferentes rangos de velocidad de giro (alta velocidad, media velocidad y baja velocidad) y en todos los casos utilizando un sistema de convertidor de frecuencia de plena carga o *Full Converter*. Los principales tipos de generadores síncronos se indican a continuación, siendo los más utilizados en la aplicación eólica los del tipo de imanes permanentes:
 - *Síncrono de bajo n° de polos con control de excitación.*
 - *Síncrono multipolar con control de excitación externa* (doble bobinado).
 - *Síncrono de reluctancia conmutada.*
 - *Síncrono multipolar con imanes permanentes* (bobinado en el estator e imanes permanentes en el rotor): sus principales características técnicas son que se están utilizando junto con un sistema de convertidor de frecuencia de plena carga o *Full Converter*, el generador se puede controlar en cualquier condición de la red proporcionando la máxima eficiencia eléctrica y calidad de energía. Existen diferentes tipos de imanes utilizados en el rotor (Neodimio-Hierro-cobalto- NdFeCo; Neodimio-Hierro-Boro- NdFeB, etc.) los cuales eliminan la necesidad de disponer de excitación adicional; esto conlleva la inexistencia de pérdidas por excitación, mayor eficiencia, alta intensidad, menor tamaño, peso reducido, menores pérdidas en el rotor, menores tensiones térmicas en los rodamientos y en el generador, menor n° de componentes y mayor fiabilidad. En función del tipo de velocidad de giro se sub-clasifican en las siguientes clases de generador:
 1. *Velocidad alta:* presentan una configuración similar a los generadores asíncronos doblemente alimentados, pero con menores dimensiones. Sus características técnicas son alta eficiencia, potencia de alta densidad debido a su solución mecánica de alta velocidad, sin anillos de rozamiento, con un rango de velocidades de giro entre 1000 y 2000 rpm, con n° de polos de 4 a 8, bajo mantenimiento y rango de potencias desde 2 MW a 5 MW.
 2. *Velocidad media:* presentan una configuración similar a los generadores asíncronos doblemente alimentados, pero con menores dimensiones (ver Figura 2.68. y Figura 2.69.). Sus características técnicas son alta eficiencia, con un rango de velocidades de giro entre 120 y 500 rpm montado junto con multiplicadoras de 1 ó 2 etapas, multi-polos, alta eficiencia para todo el rango de velocidades del aerogenerador, bajo mantenimiento y rango de potencias desde 1 MW a 7 MW. Existen varias maneras potenciales de integración del diseño de generador de velocidad media con el tren de potencia del aerogenerador: diseño totalmente integrado con la multiplicadora (comparten el mismo bastidor, rodamientos y eje); diseño semi-integrado con la multiplicadora (comparten una brida de anclaje); diseño modular con montaje del generador como unidad independiente de la multiplicadora.
 3. *Velocidad baja:* son los del tipo denominado de accionamiento directo (*Direct Drive*), que se exponen en el punto siguiente.



Figura 2.68. Modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad alta (izda) y esquema de modelo de aerogenerador síncrono de imanes permanentes de velocidad media (dcha.) del fabricante ABB (Fuente: ABB).

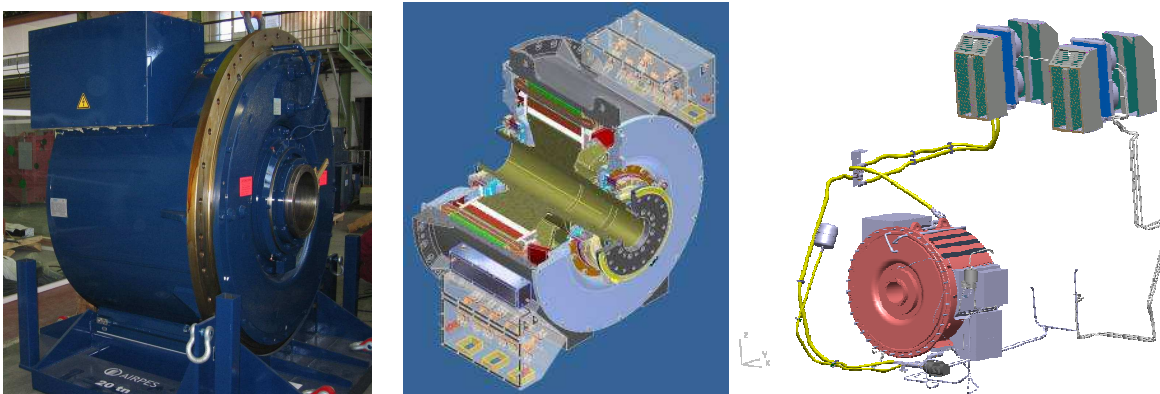


Figura 2.69. Imagen de un modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad media (izda.), sección del interior de un generador de imanes permanentes (centro), sistema de refrigeración mediante camisa refrigerada por agua-glicol e intercambiadores de calor (dcha.) (Fuente: Gamesa).

- *Generadores Direct Drive* (Accionamiento Directo): son generadores del tipo síncrono de imanes permanentes de baja velocidad (< 120 r.p.m.). Pueden presentar un diseño síncrono con bobinados multipolos (con devanados en estator y rotor) o tipo síncrono de imanes permanentes (con devanados en estator e imanes permanentes en el rotor). La configuración del tipo *Direct Drive* tiene el rotor posicionado de forma externa al generador, asumiendo la función de eje principal del aerogenerador o estando unido solidariamente al eje principal, no siendo necesario el montaje de multiplicadora (ver Figura 2.70. y figura 2.71.). Sus características técnicas son una unidad compacta e integrada con el aerogenerador, configuración multipolos, velocidad de rotación del rotor baja (típicamente con un rango de velocidades de giro entre 14 y 30 r.p.m.), alta eficiencia, máxima fiabilidad, no necesita excitación externa, bajo mantenimiento, larga duración a vida, bajo costo de ciclo de vida, rango de potencias desde 1,5 MW a 7 MW (actualmente se están desarrollando nuevos generadores del tipo *Direct Drive* para mayores potencias para aplicación Offshore : fuente EWEA).

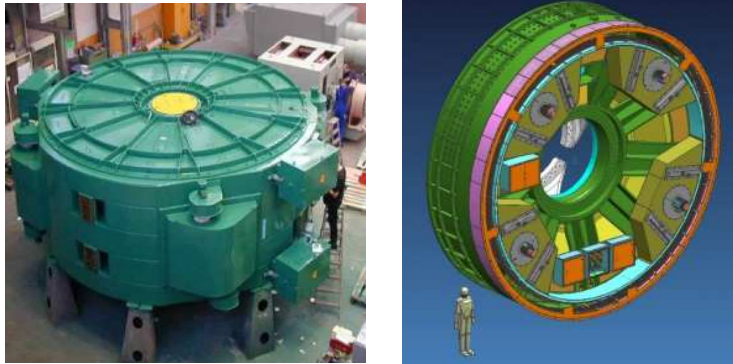


Figura 2.70. modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad baja del tipo Direct Drive Siemens utilizado en los aerogeneradores 3 MW Onshore del fabricante SCANWIND-GE; sección de un generador Direct Drive del fabricante Converteam (dcha.) para una aerogenerador Offshore de 6 MW (Fuente: SIEMENS y CONVERTEAM).

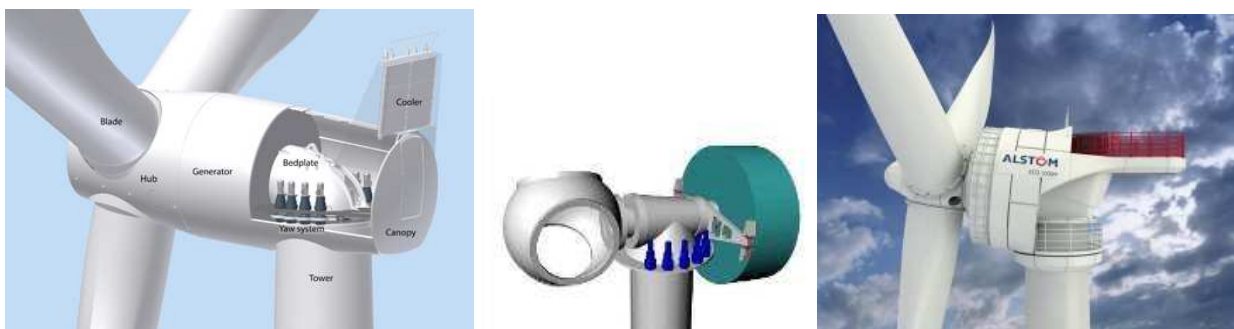


Figura 2.71. esquema de configuración de un modelo de generador síncrono de imanes permanentes de velocidad baja del tipo Direct Drive Siemens (izda.) y esquema (centro) de configuración de la nacelle con un generador tipo Direct Drive; modelo de aerogenerador con generador tipo Direct Drive del fabricante ALSTOM para una aerogenerador Offshore de 6 MW (Fuente: SIEMENS, ALSTOM y CONVERTEAM).

En cuanto a los generadores eléctricos más utilizados hasta el presente en el sector eólico están los de jaula de ardilla con inducción, debido a que presentan un diseño sencillo, robusto bajo índice de mantenimiento, conectados directamente a la red eléctrica y bajo coste frente al resto de tipos de generadores. Se han utilizado hasta el presente en aerogeneradores de potencias bajas y medias (< 2 MW) en aerogeneradores de velocidad constante, debido a la relación de funcionalidad y precio (CENER, 2006 y EWEA). En los modelos de aerogeneradores con velocidad variable y control de potencia regulada por el sistema de cambio de paso se ha utilizado mayoritariamente, por parte de los fabricantes, los modelos de generador asíncrono con rotor bobinado cuyo valor de deslizamiento permitido es mayor y se puede controlar electrónicamente (CENER, 2005). En aerogeneradores eólicos multi-MW de potencias superiores a 3 MW se está incrementando la utilización de generadores síncronos de imanes permanentes, debido a que presentan una relación de cumplimiento total de los códigos de conexión a la red eléctrica en los diferentes países en comparación con los generadores del tipo asíncrono, aunque como desventaja técnica presentan mayor peso, mayor complejidad en el diseño y un elevado coste. Respecto a los generadores del tipo *Direct Drive*, se trata de una tecnología ya probada con éxito en aerogeneradores eólicos Onshore, principalmente por parte del fabricante ENERCON (Alemania) desde los años noventa del siglo XX. Como principal ventaja presentan que con esta configuración de generador no es necesaria la instalación de una multiplicadora con los consiguientes ahorros de costes, además de que la velocidad de giro en el eje del generador es baja (< 300 r.p.m.) lo cual conlleva un menor desgaste mecánico de los componentes del aerogenerador en general, menores costes de mantenimiento. Como desventajas están la de un elevado coste en relación a los otros sistemas, debido al incremento de tamaño en diámetro y en peso de generador *Direct Drive*, así como a las dificultades de transporte e instalación en el caso de aerogeneradores multi-MW.

Como síntesis y resumen se presenta la tabla de la Figura 2.72. elaborada por CENER (2005) en la que se presentan las diferentes tipologías de generadores eléctricos y su estado de aplicación en el sector eólico.

Tipo de generador eléctrico	Nivel de Aplicación
Generador asíncrono de rotor de jaula de ardilla	Aplicado en la mayoría de los aerogeneradores antiguos de hasta 300 kW.
Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla con doble bobinado	Aplicado en la mayoría de las aerogeneradores actuales de media y gran potencia (hasta 1500 kW)
Generador asíncrono doblemente alimentado. (Maquina con rotor bobinado y sistema de conversión electrónica de cuatro cuadrantes).	Este concepto está utilizado en aerogeneradores de velocidad variable, siendo mayoritario su uso en aerogeneradores de gran potencia
Generador síncrono de bajo número de polos con control de excitación y sistema de conversión electrónica de cuatro cuadrantes	Este concepto está utilizado en algunos aerogeneradores de velocidad variable, siendo minoritario su uso.
Generador síncrono multipolar con control de excitación y sistema de conversión electrónica	Este concepto está utilizado en aerogeneradores de velocidad variable, siendo mayoritario su uso a medida que se incrementa la potencia de las máquinas
Generador síncrono multipolar de imanes permanentes y sistema de conversión electrónica	Utilizado mayoritariamente en aerogeneradores de pequeña potencia normalmente para aplicaciones aisladas, y en aerogeneradores de gran potencia (actualmente en prototipos).
Generador síncrono de reluctancia conmutada	Actualmente solo en prototipos.

Figura 2.72. Tabla comparativa de los diferentes tipos de generadores eléctricos utilizados en los aerogeneradores eólicos (Fuente: CENER, 2005).

Convertidores de Potencia: su función es la conversión de la corriente continua generada por el generador eléctrico en corriente alterna, para después de su transformación por medio del transformador del aerogenerador, inyectarla a la red eléctrica con la forma de onda requerida gestionando de esta forma el tipo de energía producida y sus características técnicas. La configuración que presentan es en forma de armarios eléctricos que incluyen todos los sub-componentes de potencia, control, embarrados de seguridad, rectificación de onda, control de potencia, inductancias, resistencias, transformadores, IGBT (transistores bipolares de puerta aislada), contactores, tarjetas electrónicas, etc. pudiendo ubicarse en el aerogenerador tanto en el compartimento de la nacelle como en la base de la torre (ver Figura 2.73.). Los convertidores en los aerogeneradores eólicos suelen ser fundamentalmente de 2 tipos:

- **Doblemente alimentados (DF= Doubly Fed):** requieren que tanto el rotor como el estator del generador sean alimentados con corriente. Son la tecnología más convencional y utilizada hasta el presente debido a la relación de prestaciones y costes.
- **Full Converters:** el 100% de la energía producida se convierte primero en corriente continua y posteriormente en corriente alterna a la frecuencia de red (50 ó 60 Hz). Cumplen todas las normativas de códigos de red y son instalados en combinación con los generadores síncronos de imanes permanentes (ver Figura 2.73.).

Como principales características técnicas de un convertidor de potencia para la aplicación eólica están la potencia nominal, el rendimiento (%), Soporte a Huecos de Tensión en relación a la potencia del aerogenerador, $\cos \phi$ en lado de red, tensión de trabajo (V), la intensidad nominal (A), Factor de potencia, Frecuencia de red: $50 \pm 6\%$ / $60 \text{ Hz} \pm 5\%$, Voltaje en lado continua (DC) (V), Ratio de eficiencia (a potencia nominal en %), Intensidad de cortocircuito en el punto de unión de red (kA), entre otros (CENER, 2005; Lecuona, 2002 y fabricantes de convertidores).

Los convertidores de potencia del tipo doblemente alimentados son hoy en día los que más se han utilizado hasta el presente en aerogeneradores de potencias bajas y medias, debido a la relación de funcionalidad y precio, asociados a la utilización de generadores del tipo asíncrono. No obstante, especialmente en aerogeneradores multi-MW de potencias superiores a 3 MW (CENER, 2006 y EWEA) se está incrementando la utilización de convertidores del tipo *Full Converter* junto con generadores síncronos de imanes permanentes, debido a que presentan una relación de cumplimiento total de los códigos de conexión a la red eléctrica en los diferentes países que con otros modelos no se pueden conseguir desde el punto de vista técnico. Otras ventajas adicionales que presentan es el de proporcionar una mayor disponibilidad de funcionamiento del aerogenerador debido a su configuración y rendimiento. Como desventaja la combinación de generadores síncronos de imanes permanentes junto a convertidores del tipo *Full Converter* presentan un incremento considerable en los costes de los componentes respecto a los convertidores doblemente alimentados DFIM con generadores asíncronos, toda la potencia producida tiene que pasar a través de los *Full Converters*.

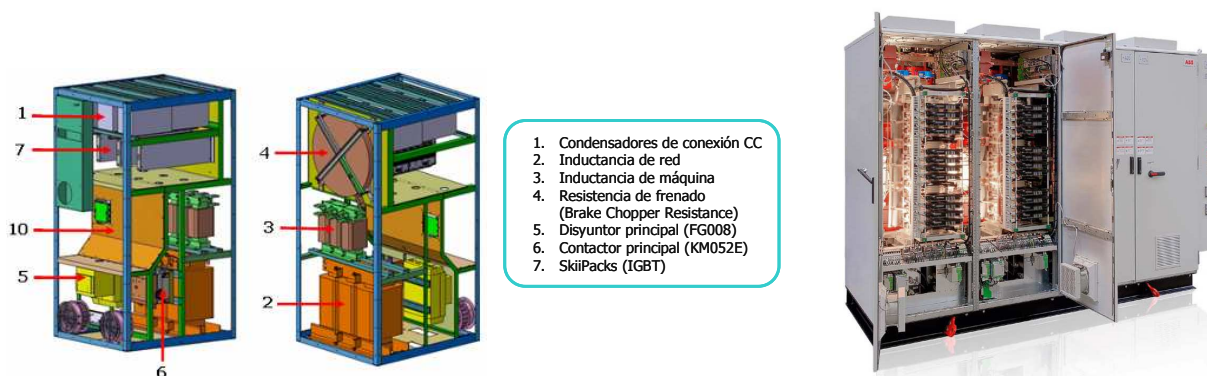


Figura 2.73. Esquema ejemplo de configuración un modelo de *Full Converter* con sus principales sub-componentes utilizado en aerogeneradores eólicos multi-MW (izda.) y un modelo de convertidor de plena potencia *Full Converter* en media tensión (dcha.) del fabricante ABB para aplicación eólica (Fuente: Gamesa y ABB).

Sistema de control electrónico: es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación de la nacelle. El mecanismo de orientación está activado por el sistema de control que monitoriza la dirección del viento utilizando la veleta, anemómetros o los sensores de viento. En caso de cualquier disfunción, automáticamente detiene el aerogenerador y realiza una llamada al ordenador del operario de mantenimiento encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem. El sistema de control de un aerogenerador es diferente en función de la potencia del mismo: para aerogeneradores de pequeña potencia el sistema de control es simple y pasivo; para los de mayor potencia el sistema de control es más complejo debido a la multitud de parámetros a medir y controlar (mediante sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, etc.). Los principales objetivos de un sistema de control en un aerogenerador son los siguientes:

- Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.
- Conseguir que el aerogenerador funcione en relación al viento del emplazamiento (orientación, control de potencia, control de la velocidad, etc.).
- Decisión sobre la conexión-desconexión del generador y realizar los arranques y paradas del aerogenerador.
- Protección del sistema en relación a sobre-velocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, etc.
- Maximizar el rendimiento total del sistema.
- Indicación y señalización de posibles averías o funcionamiento incorrecto.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador.

Dentro de la estructura del sistema de control del aerogenerador se pueden diferenciar los siguientes sub-sistemas que hay que gestionar: características mecánicas del sistema de cambio de paso de palas, aeroelasticidad del cambio de paso, par aerodinámico del rotor, comportamiento dinámico del tren de potencia, características eléctricas del generador.

El sistema de control integra los dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador en caso de producirse alguna condición anómala (falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador, velocidad de viento o de rotor excesiva, etc.).

Los actuales sistemas de control para aerogeneradores modernos están basados en sistemas PLC (Controlador de Lógica Programable) u ordenadores industriales conectados a una central vía ordenadores externos o vía *modem* mediante conexión telefónica.

Los sistemas de control en un aerogenerador están integrados principalmente por tres etapas:

1. **Etapas de entrada de control:** se encarga de conducir las señales de los sensores o transductores distribuidos por todo el aerogenerador hasta el control central con objeto de ser procesadas y enviar las órdenes de mando a los dispositivos de actuación.
2. **Etapas de señales de alarma:** se encarga de registrar las señales correspondientes a situaciones anómalas de sistemas críticos marcando a su vez prioridades en cuanto a la parada inmediata del aerogenerador por encima de cualquier otra orden.
3. **Etapas de salida de control:** transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control accionando los actuadores correspondientes.

Anemómetro y sensores de viento: estos componentes están situados generalmente en la parte posterior de la góndola y miden la dirección y velocidad del viento instantáneamente enviando las señales a los sistemas de control del aerogenerador. Estas señales electrónicas son utilizadas por el sistema de control electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza la velocidad de arranque especificada (a partir de aproximadamente 3 m/s), así como para realizar la parada automática del mismo al alcanzar la velocidad de parada (generalmente a los 25 m/s) con objeto de protegerlo de posibles averías, fatiga excesiva o roturas de sub-componentes.

Transformador: su función es realizar la transformación de la tensión de salida de los convertidores de potencia a la tensión de la red eléctrica. La ubicación de los transformadores puede ser o en la parte trasera de la nacelle o en la base de la torre según los tipos de configuración del aerogenerador. Actualmente se están utilizando dos tecnologías de transformadores de potencia para la aplicación en aerogeneradores eólicos (ver Figura 2.74.): transformadores de tipo seco (con bobinas de cobre o aluminio encapsuladas en resina) y transformadores de tipo líquido (con bobinas de cobre o aluminio inmersas en un tanque de líquido refrigerante que puede ser aceite, silicona, esteres sintéticos o vegetales). Otro tipo de clasificación de los transformadores viene dada por la aplicación del transformador: ubicación interior, ubicación exterior, ambiente marino, tipo sumergible.

Como principales componentes del transformador podemos citar: las bobinas de alta tensión en cobre o aluminio; las bobinas de baja tensión en cobre o aluminio; la chapa magnética montada en las bobinas; la estructura metálica superior e inferior; las conexiones superiores de alta y baja tensión; el sistema de ventilación forzada en los transformadores de tipo seco; el tanque con aletas de refrigeración en los transformadores de tipo líquido.



Figura 2.74. Esquema ejemplo de un modelo de transformador de potencia del tipo seco (izda y centro) del suministrador ABB y del tipo líquido del suministrador CG (dcha.) para su aplicación en aerogeneradores multi-MW (Fuente: ABB).

Como principales características técnicas de los transformadores de potencia para la aplicación eólica podemos citar (fabricantes ABB, CG y Siemens): tensión de transformación (generalmente en el lado de baja tensión del transformador es 690 V ó 400 V y en el lado de media tensión de red a partir de 3,3 kV); potencia nominal (MVA); frecuencia (Hz); impedancia de cortocircuito; intensidad nominal (A); intensidad de arranque o *inrush current* (A); pérdidas en carga y en vacío (%); clase térmica de los aislamientos de los bobinados; incremento de temperatura de los aislamientos de las bobinas; temperatura de trabajo (°C); potencia reactiva (KVAR); peso y dimensiones exteriores; materia prima de las bobinas en cobre o aluminio; nivel de ruido (dB(A)); clase climática; resistencia a las vibraciones; eficiencia del transformador (%); caída de tensión, etc.

Sistema de control de orientación: con objeto de aprovechar al máximo la energía del viento, las palas deben presentar una posición perpendicular a la dirección del viento de forma que se pueda obtener el máximo de área de barrido del rotor. Para cumplir esta función el aerogenerador dispone del sistema de control de orientación el cual permite orientar la nacelle girando sobre su base hacia la dirección del viento incidente, la cual está anclada a la parte superior de la torre. La configuración básica del sistema de orientación está compuesta por los siguientes componentes: una veleta o sensores de viento que detectan

la dirección del viento; un sistema de control mediante microprocesadores y autómatas que envían señales al sistema de giro para iniciar su actuación y poder orientar la nacelle en la dirección requerida (CENER, 2005 y González Velasco, 2009). Las tecnologías de los sensores de viento pueden ser de varios tipos para poder desarrollar su función de dirección del viento y de medición de la velocidad del viento: tipo veleta con control analógico, tipo de cazoletas con control analógico y del tipo ultrasónico (mide la dirección y la velocidad del viento).

Sistema de giro de la nacelle: el sistema de giro de la nacelle recibe las señales de inicio de actuación de los microprocesadores del sistema de control del aerogenerador, y a partir de ese momento se activan los motores de giro de las moto-reductoras que posibilitan el giro de la nacelle sobre la corona dentada de giro montada en su base. Las principales funciones del sistema de giro de la nacelle son las siguientes: posibilitar la orientación de la nacelle en la dirección del viento; mantenimiento de la orientación de la nacelle en el tiempo; transmisión de las cargas mecánicas desde la nacelle a la torre del aerogenerador; control del enrollamiento y desenrollamiento de los cables de potencia durante el giro. La configuración básica del sistema de orientación está compuesta por los siguientes sub-componentes (ver Figura 2.75. como referencia): una corona dentada de giro dentada anclada al extremo superior de la torre, sobre la cual se monta la nacelle; un anillo rodamiento deslizante axial que permite disminuir el rozamiento entre la nacelle y la corona de giro; una corona metálica que actúa como base para la corona dentada de giro; un anillo rodamiento deslizante radial; un conjunto de pinza de freno del sistema de giro compuesto por una parte inferior y una parte superior; unos equipos de moto-reductoras con motores eléctricos de giro y con un engranaje en su extremo (la configuración habitual es entre 4 y 8 unidades por aerogenerador en función de la potencia); un sistema de cuenta vueltas instalado en la corona de giro con objeto de poder controlar el nº máximo de giros de la nacelle y evitar que se produzcan problemas de roturas o enrollamientos de los cables de potencia que bajan desde la nacelle a la base de la torre.



Figura 2.75. Esquema ejemplo de un sistema de giro con sus principales sub-componentes (izda.) y esquema de detalle del sistema de giro (Fuente: Gamesa).

En el sistema de giro es crítica (CENER, 2005 y Hansen M.O.L., 2000) la configuración de diseño seleccionada de los engranajes de la moto reductora en cuanto a geometría y dureza de los materiales que están en contacto con la corona dentada de giro, ya que el sistema está sometido a un rozamiento constante y es necesario prevenir un desgaste prematuro de los dientes que puede originar averías y paradas de aerogenerador con los correspondientes gastos de desmontaje de la nacelle y de sustitución de los engranajes averiados. En cuanto a la funcionalidad de cada uno de los subsistemas del sistema de giro se procede a realizar una breve descripción de su funcionamiento e interacción con el resto de componentes.

En la Figura 2.76. se muestra como ejemplo el detalle de una configuración de los engranajes de una moto reductora del fabricante *Bosch Rexroth*. Los piñones de reducción de la moto reductora pueden presentar hasta 4 etapas de planetarios en paralelo, siendo el par de retención de la moto reductora el que procede del piñón de salida. Los piñones se lubrican mediante aceite por medio de un sistema de lubricación; los rodamientos del eje de salida de la reductora generalmente se auto lubrican de forma automática. Los motores ubicados en la parte superior de la moto reductora activan los piñones de salida que están en

contacto con la corona de giro dentada y activan el giro de la nacelle sobre la corona de giro dentada, proporcionando una retención adicional cuando el sistema de orientación está frenado debido a vientos intensos. La moto reductora está controlada generalmente por medio de unos convertidores de frecuencia que realizan la función de controlar el par de los piñones de salida y su velocidad, manteniendo un par uniforme entre todos los motores instalados en el sistema de giro de la nacelle.

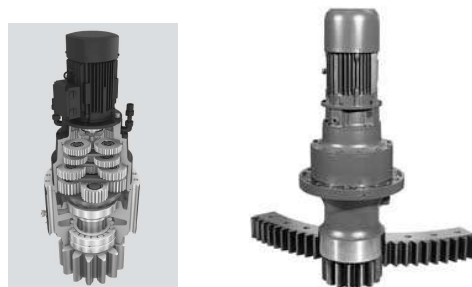


Figura 2.76. Esquema ejemplo de una moto reductora del sistema de giro (izda.) y esquema de detalle de una moto reductora con el piñón y la corona de giro del fabricante BOSCH REXROTH (Fuente: BOSCH REXROTH).

La corona de orientación del sistema de giro está soldada a la parte superior de la torre del aerogenerador y está atornillada a la base de la corona de giro; actúa como un engranaje dentado en contacto con los piñones de la moto reductora, soportando y transmitiendo las cargas mecánicas desde la nacelle a la torre. La base de la corona de orientación constituye una superficie deslizante cuando la nacelle gira y actúa como un disco de freno en el caso de que el sistema de orientación se encuentre frenado; asimismo, junto con la corona de orientación transmite las cargas mecánicas hacia la torre.

El rodamiento deslizando axial facilita el movimiento de giro respecto a la nacelle y soporta el peso de la nacelle y de las pinzas de freno, contribuyendo a proporcionar el par de retención del sistema de orientación. El rodamiento deslizando radial posibilita que el bastidor de la nacelle pueda girar; soporta a su vez el peso procedente del rotor y tienen la función de ajustar la distancia entre la corona de orientación y los piñones de la moto reductora. Ver figura 2.77. con el detalle seccionado de los diferentes subcomponentes del sistema de giro mencionados anteriormente.

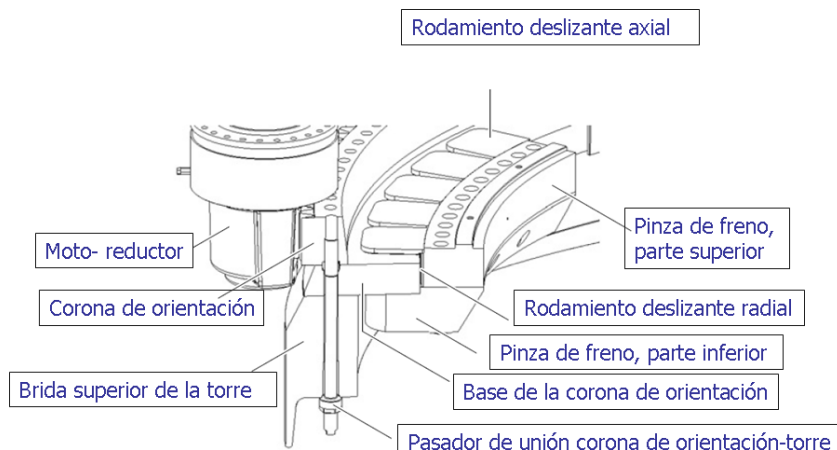


Figura 2.77. Esquema ejemplo de un detalle del sistema de giro con los principales sub-componentes de la parte de las pinzas de freno (Fuente: Gamesa).

El conjunto de pinzas de freno del sistema de giro es generalmente un sistema de frenos hidráulicos compuesto por una parte inferior con unas zapatas de freno de tipo pasivo actuando mediante su coeficiente de fricción y unas zapatas de freno activas que se desplazan verticalmente en función de la actuación requerida por el sistema (Figura 2.78.), y una parte superior, todas ellas partidas en varios sectores. Su función es controlar el giro de la nacelle y de la corona de giro actuando según se requiera para limitar el movimiento del sistema de giro. Las pinzas de freno presentan un sistema automático de lubricación por medio de grasa.

Estructura del sistema de refrigeración

Estructura del bastidor

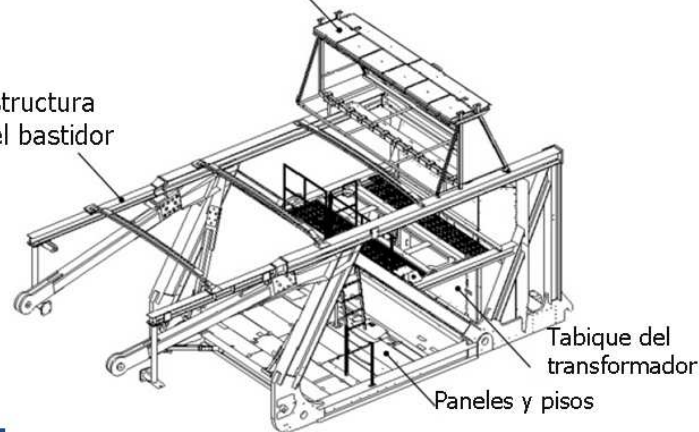


Figura 2.80. Esquema ejemplo de un detalle de un bastidor trasero mecanizado-soldado utilizado en aerogeneradores del fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

Grupo hidráulico. El aerogenerador Onshore dispone de un sistema hidráulico principal cuya principal funcionalidad es la de suministrar presión hidráulica por medio de circuitos de aceite a los subsistemas del aerogenerador, fundamentalmente a los cilindros hidráulicos del sistema de regulación de potencia (*Pitch system*), al sistema de freno mecánico del eje de alta velocidad de la multiplicadora, a los frenos de orientación del sistema de giro, a los cilindros del sistema de bloqueo del rotor (*Rotor lock*). Como principales sub-componentes del grupo hidráulico principal (ver Figura 2.81. con un esquema general de los diferentes sistemas a los que suministra presión y ver Figura 2.82. con los principales sub-componentes del grupo hidráulico) están los medidores de nivel de aceite, sensores de temperatura, filtro de aire, filtros de aceite, bombas, motores, acumuladores, bloques de válvulas, sistema de refrigeración y de calefacción, depósito de aceite.

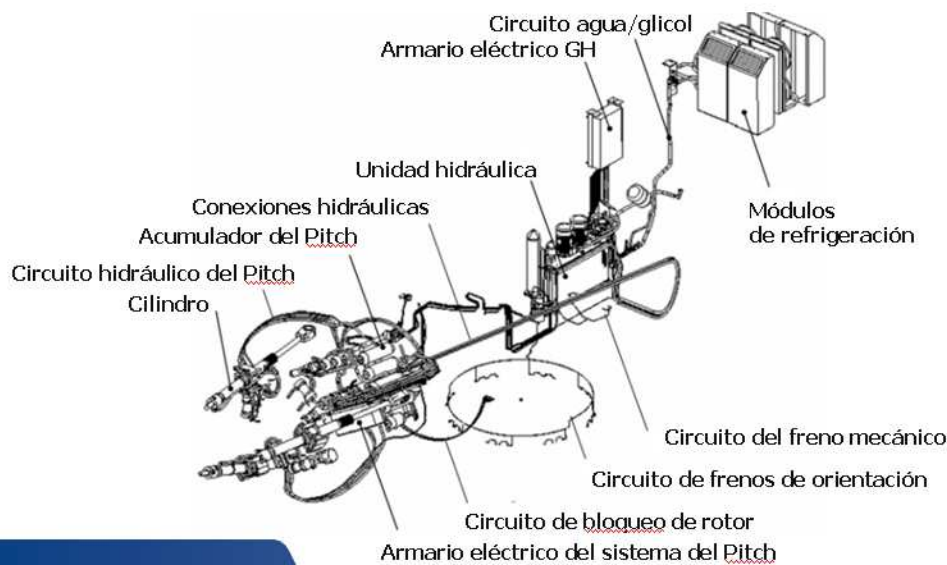


Figura 2.81. Esquema ejemplo de un grupo hidráulico y los sistemas a los que suministra presión hidráulica en un aerogenerador Onshore (Fuente: Gamesa).

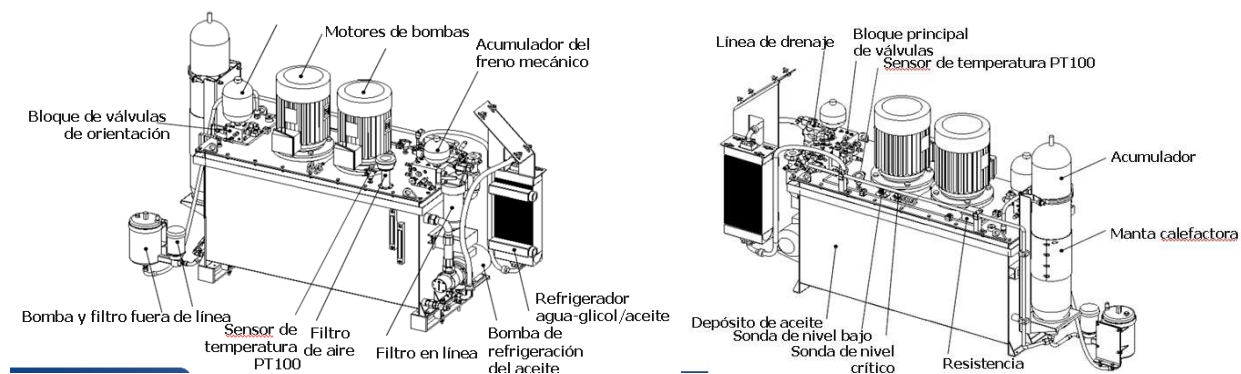


Figura 2.82. Esquema ejemplo de un grupo hidráulico para aplicación en aerogeneradores eólicos y los subcomponentes principales del mismo (Fuente: Gamesa).

Sistema de freno del rotor (Rotor Lock): consiste en un sistema hidráulico de bloqueo del conjunto rotor del aerogenerador durante las tareas de mantenimiento del mismo. Está instalado en el bastidor principal en la parte del rotor y consta de un bloque de válvulas hidráulicas, una bomba manual, un sistema de dos cilindros hidráulicos, donde una vez accionados los cilindros se introducen los extremos de los vástagos en unos orificios disponibles en el rotor (Ver figura 2.83.).

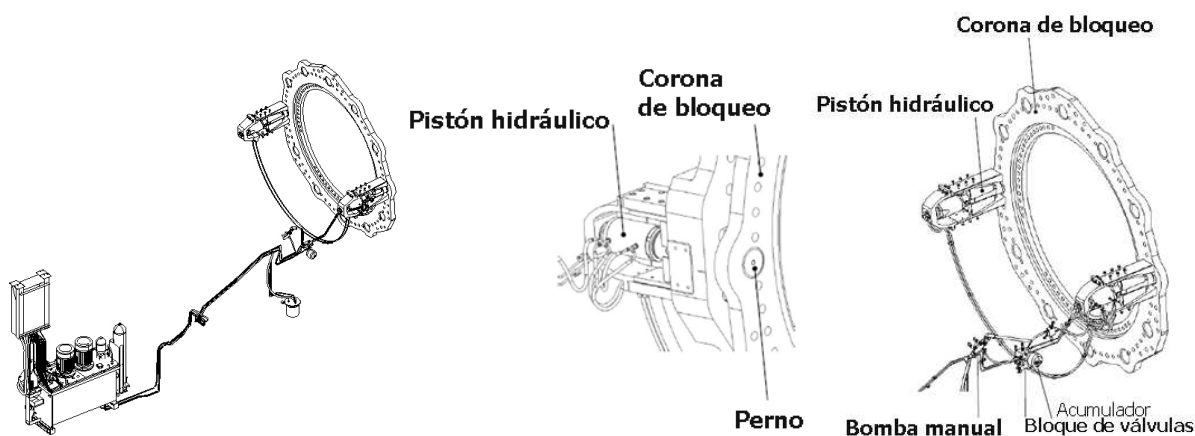


Figura 2.83. Esquema ejemplo de un sistema de freno del rotor (Rotor Lock) para aplicación en aerogeneradores eólicos (Fuente: Gamesa).

Grúas móviles y fijas: son grúas instaladas en el interior de la nacelle. La tipología general de grúas utilizada en los aerogeneradores eólicos es fundamentalmente de dos tipos: grúas móviles y grúas fijas. La función de la grúa móvil es la de desplazar y transportar herramientas en el interior de la nacelle para realizar labores de mantenimiento y reparación. Consta de una estructura metálica de puente grúa móvil que permite un movimiento transversal a lo largo de la longitud de la nacelle transportando cargas, motores eléctricos, un mecanismo de engranajes de grúa, recogiendo la cadena de la grúa en una bolsa (ver Figura 2.84.). La grúa fija tiene la función de izar y bajar materiales y herramientas a la nacelle y desde la nacelle al suelo. La estructura de la grúa fija se encuentra unida a la estructura metálica de la nacelle mediante uniones atornilladas y puede absorber las fuerzas de carga mientras se izan o se bajan materiales desde la nacelle, transmitiéndose las mismas al bastidor principal. Existe una limitación de cargas de izado en función del tipo de polipasto y la potencia del motor, necesitándose grúas exteriores al aerogenerador para poder izar pesos de varias toneladas. Los principales componentes de la grúa fija son las estructuras de soporte, el brazo de la grúa, las poleas, el cabestrante con su limitador de carga, los cables metálicos de unión (ver Figura 2.84.).

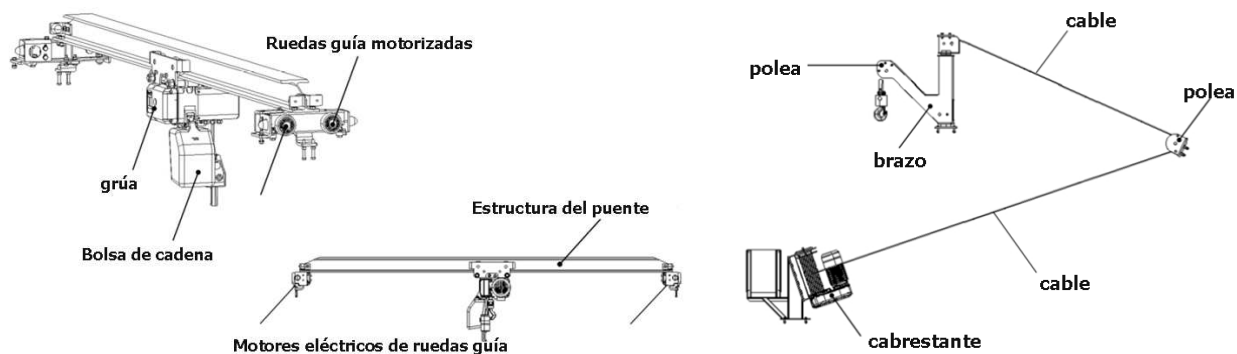


Figura 2.84. Esquema ejemplo de un sistema de grúa móvil (izda.) y un sistema de grúa fija (dcha.) utilizado en nacelles de aerogeneradores eólicos (Fuente: Gamesa).

Unidad de refrigeración: el sistema de refrigeración de un aerogenerador tiene como funciones principales el mantener unas condiciones específicas de temperatura en el interior de la nacelle y en el entorno de los principales componentes a la temperatura especificada, así como la de proporcionar un sistema de evacuación y disipación del calor generado en los componentes críticos instalados en la nacelle, tales como la multiplicadora, el generador eléctrico, los convertidores de potencia y el grupo hidráulico; el sistema debe garantizar la ausencia de condensaciones en el interior de la nacelle debido a los diferenciales de temperatura entre el exterior y el interior del aerogenerador. Los sistemas de refrigeración utilizados en aerogeneradores Onshore se subdividen a su vez en sistema de refrigeración para tratamiento de la disipación de calor del circuito de enfriamiento (denominado *Cooling System*) y el sistema de enfriamiento y circulación de aire denominado *Thermal*. El sistema de refrigeración para tratamiento de la disipación de calor del interior del aerogenerador puede ser activo (mediante sistemas de refrigeración forzada del circuito por medio de ventiladores) o pasivo (el flujo natural del aire realiza la propia disipación del calor en el interior de la nacelle sin necesidad de circulación forzada).

Los principales componentes del sistema de refrigeración de un aerogenerador Onshore son los siguientes (ver Figura 2.85.): unos módulos de refrigeración instalados generalmente en la parte superior de la nacelle los cuales se componen a su vez de un sistema de moto-ventiladores eléctricos, unos intercambiadores de calor agua-glicol utilizados para disipar el calor del fluido proveniente de los sistemas internos de la góndola y unos silenciadores para disminuir el ruido de los ventiladores; bombas de recirculación del refrigerante agua-glicol; un depósito de expansión; tuberías del circuito, válvulas y sensores de temperatura del líquido del circuito. En caso de que se disponga de multiplicadora existen sistemas de refrigeración por aceite empleado para enfriar el aceite del circuito multiplicador. Algunos aerogeneradores Onshore tienen generadores eléctricos refrigerados por agua.

El sistema de tratamiento térmico del aire (*Thermal*) en la nacelle funciona generalmente en combinación con el circuito de refrigeración del aerogenerador (ver Figura 2.86.) y lleva a cabo el control del flujo de aire que entra por una trampilla en la parte delantera del aerogenerador y su posterior salida por la zona trasera de la nacelle garantizando una temperatura específica en el interior de la misma mediante circulación forzada por medio de ventiladores y silenciadores (ver Figura 2.87.). Dispone de un sistema de ventiladores de extracción y de silenciadores para la reducción de las emisiones acústicas.

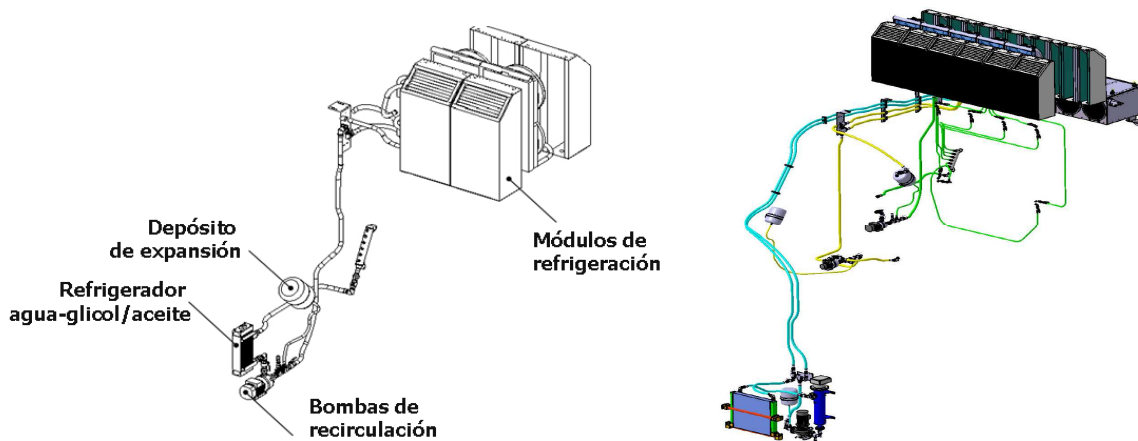


Figura 2.85. Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración de la nacelle de aerogeneradores eólicos y de sus principales sub-componentes (Fuente: Gamesa).

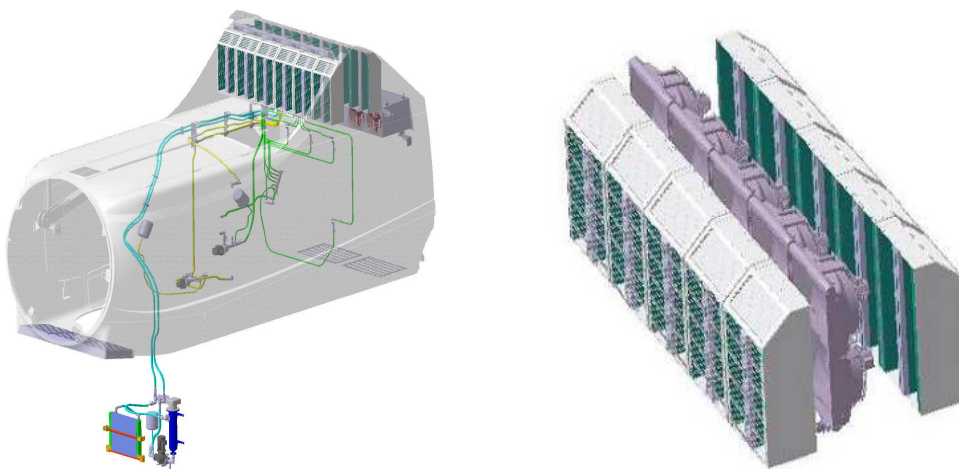


Figura 2.86. Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración de la nacelle de aerogeneradores eólicos y de un sistema Thermal (izda.) y de un sistema de intercambiadores de calor con moto-ventiladores y silenciadores del fabricante Nissens (Fuente: Gamesa y Nissens).

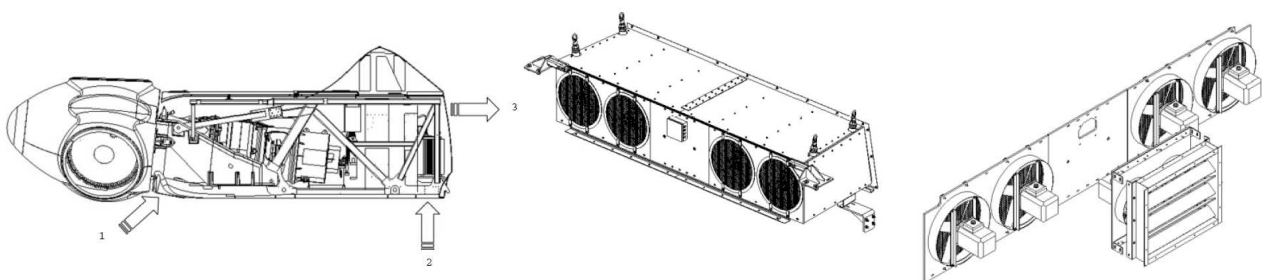


Figura 2.87. Esquema ejemplo de un sistema de refrigeración térmico del aire de la nacelle de aerogeneradores eólicos mediante (izda.) y de los sistemas de ventiladores de extracción y silenciadores de un sistema Thermal (dcha.) (Fuente: Gamesa y Nissens).

Carcasa exterior de fibra: sus funciones principales son la protección de la maquinaria montada en la nacelle de las condiciones meteorológicas externas, proporcionar soporte a los sistemas de sensores de viento y de balizamiento, soportar los módulos de sistemas de refrigeración cuando existan, evitar tipologías de recubrimientos de alta corrosión y sellados, aislar de las emisiones acústicas de la maquinaria de la nacelle y presentar un perfil aerodinámico en el conjunto para evitar que se produzcan turbulencias en la zona de sensores de viento. El diseño de la carcasa como conjunto debe contemplar la facilidad de apertura de la carcasa y practicidad para el montaje y desmontaje de piezas de recambios así

como para realizar labores de mantenimiento o sustitución de grandes componentes como multiplicadora o generador eléctrico. Adicionalmente deben presentar un diseño con una estética aceptable al ser uno de los elementos más visibles tanto en campo como en los catálogos comerciales (CENER, 2005). Las carcasas están fabricadas generalmente en material de fibra de vidrio o en poliéster, con moldes y mediante un proceso de fabricación por infusión de vacío generalmente.

En base a los condicionantes anteriores los fabricantes de aerogeneradores disponen de multitud de diseños diferentes en función del tipo de forma geométrica requerida, la aerodinámica de la nacelle y de la distribución en planta que tienen las nacelles en función de los componentes internos que se incorporan en las mismas. Las características técnicas de las góndolas o nacelle consideradas por los fabricantes de aerogeneradores son las siguientes (datos obtenidos de los fabricantes de aerogeneradores en función de las fichas técnicas de producto y de la información comercial disponible públicamente):

- Geometría exterior: Geometría en forma de paralelepípedo, Geometría en forma cónica, Geometría en forma cilíndrica, Otros diseños.
- Tipo de material de la carcasa de la góndola: fibra de vidrio / Poliéster / Otros.
- Dimensiones (largo, ancho, alto): metros.
- Peso (Toneladas).
- Rotor (distancia en voladizo): m.
- Distancia al primer rodamiento desde el centro de la torre: m.
- Offset Vertical de la brida superior de torre: m.
- Tolerancia de extremo en la punta de la nacelle al centro de la torre: mm.
- Color exterior: según la normativa internacional RAL.

En las Figuras 2.88., 2.89. y 2.90. se indican los modelos más relevantes e importantes de diseño de carcasa exterior de nacelle utilizados por los principales fabricantes de aerogeneradores Onshore en el mercado eólico global (están considerados los diez primeros fabricantes), de donde se puede deducir la gran variedad de configuraciones geométricas, diferentes tipos de diseño, volumen de materiales utilizados en función de las dimensiones, todo lo cual afecta a los costes finales del aerogenerador Onshore. Hay que destacar claramente dos modelos fundamentales de geometría en las carcasas exteriores de las nacelles las cuales están a su vez condicionadas en cuanto a dimensiones por los siguientes condicionamientos técnicos:

- Tipo de tren de potencia y generador eléctrico que montan: Sistema con Multiplicadora o Sistema Direct Drive (accionamiento directo sin multiplicadora).
- Ubicación del Sistema de refrigeración: externo / interno a la nacelle.
- Condicionamientos de la aerodinámica en la geometría de la Nacelle: cónica, paralelepípedo, cilíndrica, otros.
- Condicionamientos estéticos y de imagen del fabricante en el mercado.
- Condicionamiento debido a las dimensiones de los componentes internos (multiplicadora, generador, transformador, bastidores, etc.).

Las dimensiones de las carcasas exteriores de la nacelle son mayores en el sistema de aerogenerador convencional con tren de potencia con multiplicadora y a continuación el generador ya que el eje principal presenta mayor longitud total. Por el contrario los sistemas de aerogenerador del tipo *Direct Drive* (accionamiento directo y sin multiplicadora) presentan unas dimensiones exteriores de carcasa mucho más reducidas debido a que el generador eléctrico y el eje del rotor están integrados y la longitud total del conjunto es mucho menor que en el tipo con multiplicadora.

Del análisis del estudio de la geometría de las carcasas exteriores de las Nacelles mostradas en las Figuras 2.88., 2.89. y 2.90. se pueden señalar los siguientes aspectos como resultado de la investigación llevada a cabo:

- Los fabricantes de aerogeneradores utilizan carcasas no estandarizadas con otros fabricantes.
- Existe una gran diversidad de formas geométricas para modelos de la misma tecnología y potencia.
- Evolución de los diseños para presentar una imagen de producto más atractiva desde el punto de vista estético.
- Cada modelo de aerogenerador utiliza un diseño específico con la correspondiente inversión en moldes de fabricación para cada carcasa.
- No existen economías de escala en la fabricación de carcasas externas de nacelle entre los fabricantes entre si y tampoco en el propio fabricante de aerogeneradores en modelos diferentes.

De lo indicado anteriormente se infiere un aspecto de mejora de costes totales del producto a ser desarrollado. Aspectos como la creación de plataformas de producto comunes en cada fabricante con sub-componentes de carcasa estandarizados y comunes a varias plataformas son posibles propuestas potenciales a evaluar y desarrollar por parte de los fabricantes de aerogeneradores, las cuales se reseñarán en los capítulos 4 y 5 de la presente tesis.



Tipo de Nacelle: VESTAS



Tipo de Nacelle: VESTAS



Tipo de Nacelle: GE



Tipo de Nacelle: GE



Tipo de Nacelle: GE (DD)



Tipo de Nacelle: SINOVEL



Tipo de Nacelle: ENERCON (DD)



Tipo de Nacelle: GOLDWIND (DD)



Tipo de Nacelle: SIEMENS



Tipo de Nacelle: SIEMENS (DD)



Tipo de Nacelle: SIEMENS (DD)

Figura 2.88. Imágenes de los diferentes tipos de carcasas exteriores de nacelle de los fabricantes de aerogeneradores Vestas, GE, Sinovent, Enercon, Goldwind, Siemens (Fuente: Elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).



Tipo de Nacelle: GAMESA



Tipo de Nacelle: GAMESA



Tipo de Nacelle: SUZLON



Tipo de Nacelle: DEC-DONGFANG



Tipo de Nacelle: REPOWER



Tipo de Nacelle: NORDEX



Tipo de Nacelle: NORDEX



Tipo de Nacelle: MINGYANG



Tipo de Nacelle: MITSUBISHI

Figura 2.89. Imágenes de los diferentes tipos de carcasas exteriores de nacelle de los fabricantes de aerogeneradores Gamesa, Suzlon, Dongfang-DEC, Repower, Nordex, Mingyang, Mitsubishi (Fuente: Elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).



Tipo de Nacelle: ACCIONA



Tipo de Nacelle: ALSTOM-ECOTECNIA



Tipo de Nacelle: FUEHRLANDER



Tipo de Nacelle: CLIPPER



Tipo de Nacelle: MTORRES (DD)



Tipo de Nacelle: WINWIND



Tipo de Nacelle: SCANWIND (DD)



Tipo de Nacelle: VENSYS (DD)

Figura 2.90. Imágenes de los diferentes tipos de carcasas exteriores de Nacelle de los fabricantes de aerogeneradores Acciona, Alstom-Ecotecnia, Fuehrlander, Clipper, MTorres, Windwind, Scanwind, Vensys (Fuente: Elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

B-Rotor: El rotor está compuesto por las palas, el buje, el rodamiento de pala y el sistema de cambio de paso (*Pitch system*) en el caso en que exista. Dentro del conjunto rotor, el buje está acoplado al eje principal de baja velocidad del aerogenerador y se ensambla a la parte delantera de la nacelle. En el buje se montan los rodamientos de pala que permiten el giro de las palas, y las palas se montan a su vez sobre los rodamientos de pala por medio de uniones atornilladas. La función del rotor es la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica, convirtiendo la fuerza del viento en energía rotatoria del eje principal del aerogenerador, siendo más elevada la energía producida cuanto mayor sea el área barrida por el rotor lo que está directamente relacionado con el diámetro de rotor.

La configuración del rotor puede ser de varios tipos en función del tipo de control de potencia del aerogenerador: rotor de paso variable (*Pitch Control*), rotor con regulación activa de paso con pérdida aerodinámica (*Active Stall Control*) y rotor de paso fijo (por pérdida aerodinámica o *Stall Control*) los cuales se han desarrollado en el apartado 2.3.2.2.3. Aerogeneradores de eje horizontal según el tipo de paso o control de potencia. En función del sistema instalado en el aerogenerador se dispondrá o no de un

sistema de cambio de paso: puede ser del tipo hidráulico o eléctrico en el caso de utilizar control de potencia por cambio de paso variable (*Pitch Control*) y de tipo hidráulico en el caso de utilizar un sistema con regulación activa de paso con pérdida aerodinámica (*Active Stall Control*).

Se describen a continuación en los siguientes sub-apartados, los principales sub-sistemas y sub-componentes que van montados en el buje de un aerogenerador Onshore (CENER, 2005, Escudero López, 2004; Lecuona, 2002; Hansen M.O.L., 2000 y fabricantes de aerogeneradores).

Buje fundido y mecanizado: sus principales funciones son llevar a cabo la unión de las palas del aerogenerador con el conjunto de la nacelle permitiendo el giro de las mismas, alojar en su interior el sistema de cambio de paso (hidráulico o eléctrico) para el control de potencia, transferir todas las cargas mecánicas de las palas al eje principal del aerogenerador, proporcionar soporte mecánico al bastidor mecánico del cono de fibra para su montaje. La tipología del buje utilizado en aerogeneradores multi-MW de tres palas es de tipo fijo acoplado al eje principal de baja velocidad; existen bujes de tipo basculante utilizados en aerogeneradores de dos palas y de una pala, con objeto de compensar las cargas dinámicas generadas por el desequilibrio en la rotación creado por la descompensación de cargas de los modelos bi-pala y mono-pala. El buje es un componente fabricado en material de fundición y posteriormente mecanizado (ver Figura 2.91.), al cual está atornillado el rodamiento de las palas. Debe ser fabricado de acuerdo a tolerancias precisas en el mecanizado para garantizar la plenitud de las caras de apoyo y atornillado de los rodamientos de palas y de fijación al eje principal. En el interior del buje se aloja el sistema de cambio de paso con todos sus componentes mecánicos, eléctricos e hidráulicos, conectándose dichos elementos a través de un sistema de juntas rotativas eléctricas e hidráulicas.



Figura 2.91. Imagen de un buje fundido de aerogenerador eólico del suministrador Sakana (izda.) y esquema de detalle de un buje y sus zonas de unión con las palas y con el eje principal (Fuente: Sakana y Gamesa).

Cono del Buje: es una carcasa de fibra cuya principal función es la de proteger tanto al buje mecanizado como a los elementos montados en el interior del mismo frente a los agentes atmosféricos. Está fabricado en materiales similares a la carcasa exterior, siendo los más comunes la fibra de vidrio o el *poliester*. Dispone de una subestructura metálica de calderería cuya función es realizar la unión con el buje mecanizado y sobre esta subestructura poder montar el cono de fibra (ver Figura 2.92.)

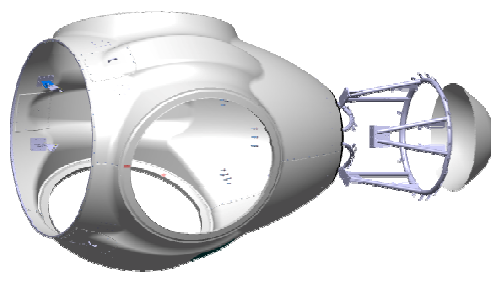


Figura 2.92. Imagen con el esquema de un cono de buje con su subestructura metálica de unión al buje utilizado por el fabricante Gamesa en aerogeneradores eólicos (Fuente: Gamesa).

Rodamiento de pala: es un rodamiento cuya función es realizar la unión entre la pala y el buje mecanizado, permitiendo a su vez el giro de la pala sobre su eje longitudinal en un determinado ángulo en los casos en los que el aerogenerador dispone de un sistema de cambio de paso para el control de la potencia, transmitir las cargas mecánicas procedentes de la pala. Los principales sub-componentes del conjunto rodamiento de palas son (ver figura 2.93.): el rodamiento, el sistema interno de lubricación automática del rodamiento integrado por una bomba que lo engrasa y que recoge el exceso de grasa, un dispositivo de bloqueo de la pala para realizar labores de mantenimiento, un pasador para realizar la conexión con el sistema de cambio de paso, una placa metálica montada sobre cada cara del buje para añadir integridad estructural al rodamiento.

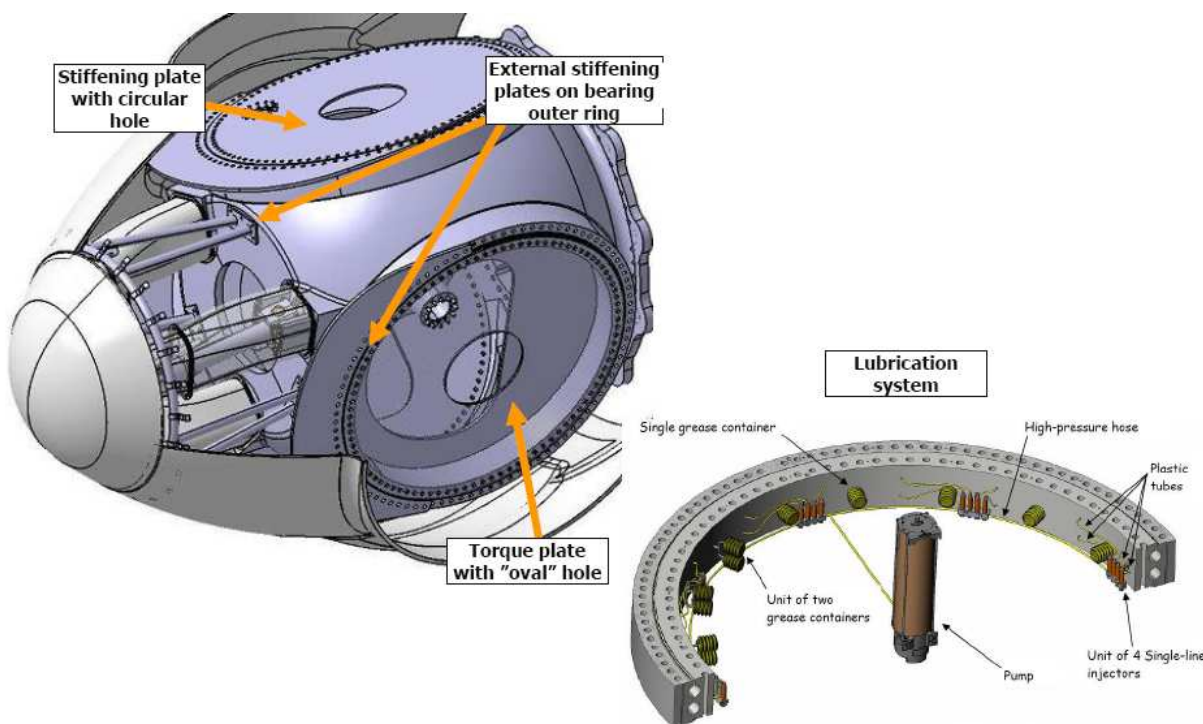


Figura 2.93. Imagen con el esquema de un sub-montaje en el buje de un rodamiento de pala (izda.) y el sistema de lubricación automática del rodamiento de pala (dcha.) utilizado por el fabricante Gamesa en aerogeneradores eólicos (Fuente: Gamesa).

Sistema de cambio de paso (Pitch system): el sistema de cambio de paso está integrado en el buje del rotor y se monta en los aerogeneradores que disponen de control de potencia del tipo cambio de paso variable (*Pitch Control*) y del tipo con regulación activa de paso con pérdida aerodinámica (*Active Stall Control*). La función que desempeña el sistema de cambio de paso mediante sistema *Pitch* es la de realizar la operación de giro del ángulo de las palas a lo largo de su eje longitudinal mediante las señales del sistema de control hasta posicionarlas en el ángulo requerido, con objeto de posibilitar un mayor aprovechamiento de la energía del viento, actuando a su vez como sistema inicial de frenado del rotor (CENER, 2005; T.Burton, 2001 y Hansen M.O.L., 2000). Existen fundamentalmente dos tipos de sistemas de actuación en el cambio de paso mediante sistema *Pitch*: accionamiento por sistema hidráulico o por sistema eléctrico.

En el tipo de accionamiento eléctrico el accionamiento se produce mediante moto reductoras conectadas por engranajes al conjunto pala; el sistema de control gestiona electrónicamente el ángulo de pala óptimo para obtener la máxima energía del viento y esto se lleva a cabo por medio del accionamiento de los motores eléctricos del sistema de *Pitch*. Las principales ventajas de utilizar un sistema de *Pitch* eléctrico son la eliminación de gran parte del circuito hidráulico, reducción del mantenimiento de los sistemas hidráulicos, menor número de componentes y menores costes de montaje, mayor fiabilidad del sistema, control más preciso. Como principales desventajas están que presenta un mayor consumo de energía al tener que alimentar motores eléctricos, mayor coste del sistema frente al de tipo hidráulico, necesidad de utilización de baterías de emergencia, diseño de alta tecnología con menor número de unidades en funcionamiento en el mercado.

En el caso del tipo de accionamiento hidráulico pueden presentarse dos tipos (CENER, 2005): con un único accionamiento hidráulico para las tres palas y con accionamiento independiente para cada pala. Tienen en común el convertidor del movimiento tipo biela que permite el giro de las palas. Las principales ventajas de utilizar un sistema de *Pitch* hidráulico son que se trata de un diseño con tecnología convencional muy optimizado y con un elevado número de unidades en funcionamiento en parques eólicos, probada fiabilidad en operación, costes muy competitivos. Como principales desventajas están que presenta un complejo sistema hidráulico con numerosos componentes, utilización de aceite con potenciales fugas, necesidad de utilizar un grupo hidráulico, requiere realizar un mantenimiento obligado de los componentes hidráulicos.

Los principales componentes de un sistema de cambio de paso con *pitch* hidráulico independiente para cada pala son fundamentalmente (ver Figura 2.94. y Figura 2.95.) los cilindros hidráulicos (generalmente uno por pala si el sistema es independiente), los bloques de válvulas (uno por cada cilindro), acumuladores, filtros, mantas calefactoras, armario eléctrico de control, transductores y sensores de presión, cilindros auxiliares de amortiguación, mangueras hidráulicas, etc.

Como características técnicas generales del sistema con *pitch* hidráulico se pueden citar la rotación axial del eje longitudinal de la palas puede llegar a variar en el rango de 90° hasta -7° , los cilindros se montan junto a juntas de unión del tipo cardan, la presión de cada cilindro hidráulico es suministrada por el grupo hidráulico, los acumuladores garantizan la suficiente presión en cada cilindro hidráulico durante su operación a plena carga y en caso de frenada de emergencia, actúa como freno de emergencia inicial del aerogenerador al poder girar el ángulo de las palas hasta la posición en bandera con menor superficie expuesta al viento incidente.

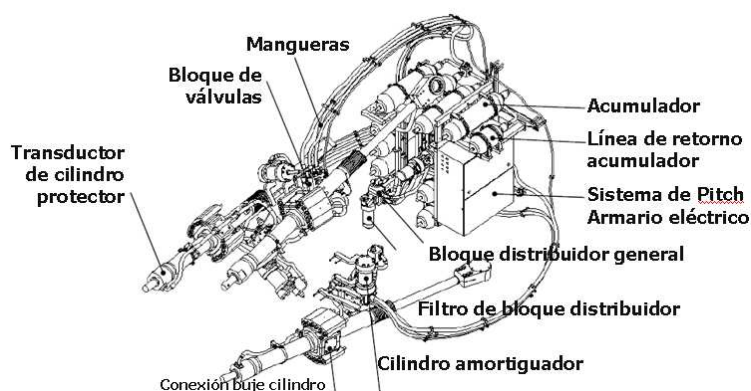


Figura 2.94. Esquema general de un conjunto de sistema de pitch hidráulico montado en el buje con sus diferentes subcomponentes (Fuente: Gamesa).

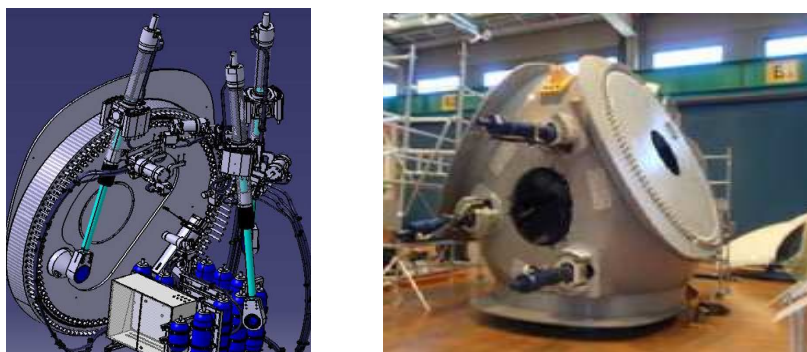


Figura 2.95. Esquema general de un conjunto de sistema de pitch hidráulico (izda.) y un conjunto buje con los tres cilindros del sistema Pitch montados (dcha.) (Fuente: Gamesa).

C-Palas: es un componente integrado en el conjunto rotor. Su función fundamental es la captación de la energía cinética del viento mediante su superficie aerodinámica y transformarla en energía mecánica rotativa para ser transmitida a través del buje al eje principal del aerogenerador. En la actualidad las palas presentan diseños para aerogeneradores eólicos con un diseño similar al del ala de un avión de donde

procede originalmente su diseño, y la forma geométrica de su perfil aerodinámico varía en función del tipo de control de potencia empleado por el aerogenerador de tipo de cambio de paso fijo o variable (CENER, 2002).

La tipología de las palas presenta dos modelos: palas fabricadas en una sola pieza y palas seccionadas (generalmente en dos secciones unidas por medio de uniones atornilladas). Los modelos de palas seccionadas se utilizan en palas de gran longitud y en modelos de aerogeneradores de gran potencia, superiores a 3 MW, con objeto de facilitar su transporte e instalación en el parque eólico. En la Figura 2.96. (Fernández Díez, 2002) se muestran diferentes tipos de estructuras de palas y de materiales utilizados históricamente.

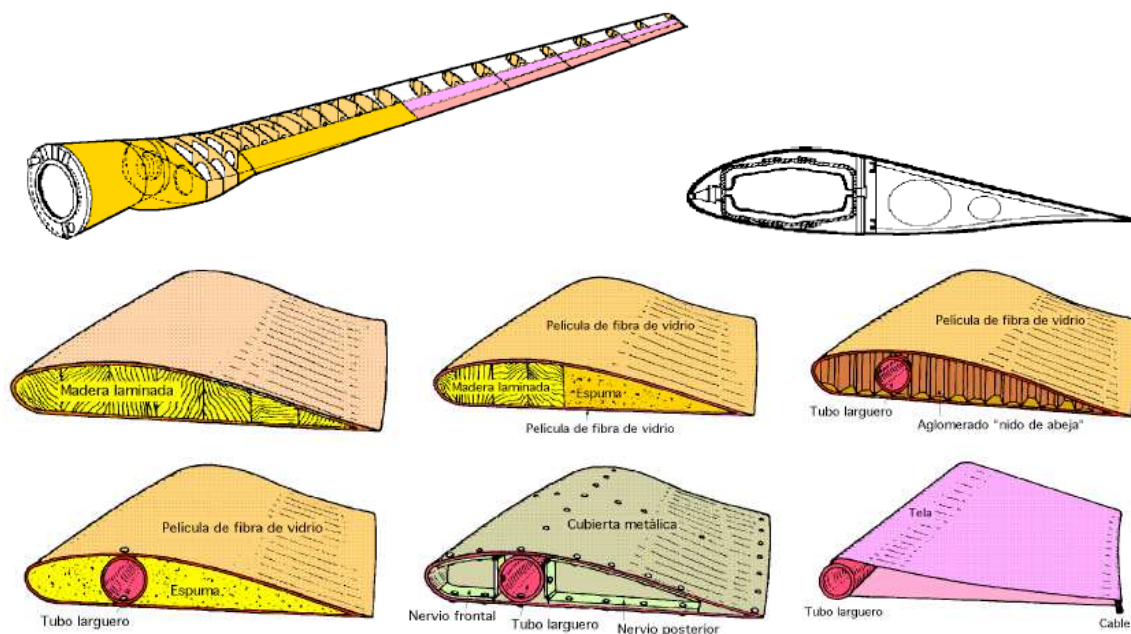


Figura 2.96. Esquemas de diferentes modelos constructivos de palas: tipo moderno con fibra de vidrio (parte superior) y tipologías antiguas (centro y abajo) (Fuente: Fernández Díez, 2002).

Los principales componentes de las palas vienen definidos por la tipología de materiales utilizados. En el pasado en la construcción de las palas se utilizaron materiales como la madera, el acero y el aluminio, siendo en la actualidad el más utilizado la fibra de vidrio (GRP: *Glassfibre Reinforced Plastic*) más resinas *epoxy* o *poliéster*. Otros materiales nuevos como la fibra de carbono, que ofrece mayor resistencia a fatiga y menor peso, presentan elevados costes lo que ha limitado su implantación generalizada (CENER, 2005 y Fernández Díez, 2002). Otros materiales utilizados en la pala son los mostrados en la Figura 2.97. son las conchas exteriores de fibra de vidrio cuya función es proporcionar un perfil aerodinámico a la pala, el recubrimiento exterior o *gelcoat*, las espumas (*Foam*), los refuerzos llamados mallas o *webs* cuya función es soportar y transmitir las fuerzas exteriores al interior de la pala (Hansen M.L.O., 2000).

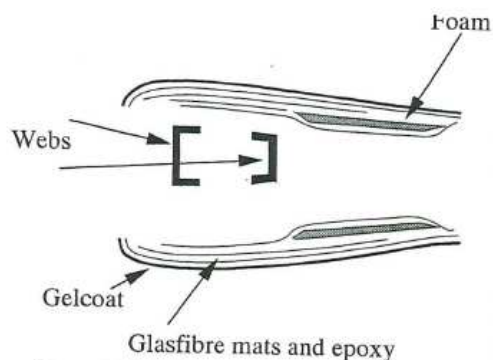


Figura 2.97. Esquemas de la sección de un modelo de pala actual con sus sub-componentes principales (Fuente: M.L.O. Hansen, 2000).

Las principales características técnicas de las palas se indican a continuación (Fernández Díez, 2002 y en base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de turbinas de los principales fabricantes de aerogeneradores). Según se indica en la Figura 2.98. las fuerzas que actúan sobre el perfil aerodinámico de una pala de aerogenerador son las fuerzas de arrastre y las fuerzas ascensionales.

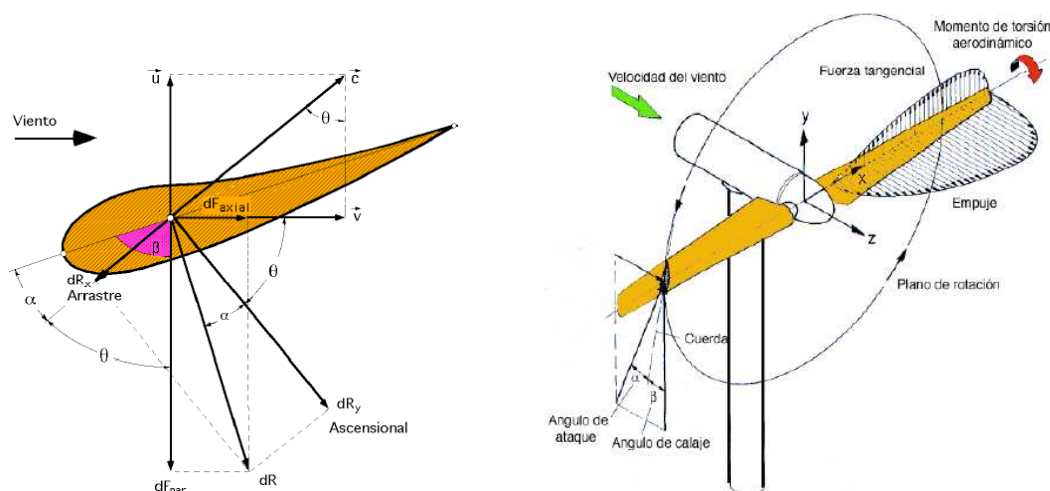


Figura 2.98. Esquema teórico de las fuerzas que actúan sobre un perfil de pala (Fuente: Fernández Díez, 2002).

Una característica básica de las palas es el perfil aerodinámico que presentan: en un extremo del perfil está el borde de ataque del viento y en el otro extremo está el borde de salida que es más afilado. Los tipos de perfiles utilizados por las palas de aerogeneradores pertenecen a la serie denominada NACA (*National Advisory Committee of Aeronautics*) y vienen determinados por una serie de cifras (4 ó 5 según los casos) que definen su geometría (Ver Figura 2.99.): la primera cifra indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en % y proporciona la máxima curvatura, la segunda cifra indica la posición de la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima flecha de la línea media, las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo del perfil en % respecto a la cuerda. Adicionalmente existen otros estándares de referencia en relación al tipo de perfil aerodinámico de la pala como son las normativas internacionales (FFA, RISOE, DELFT, etc.).

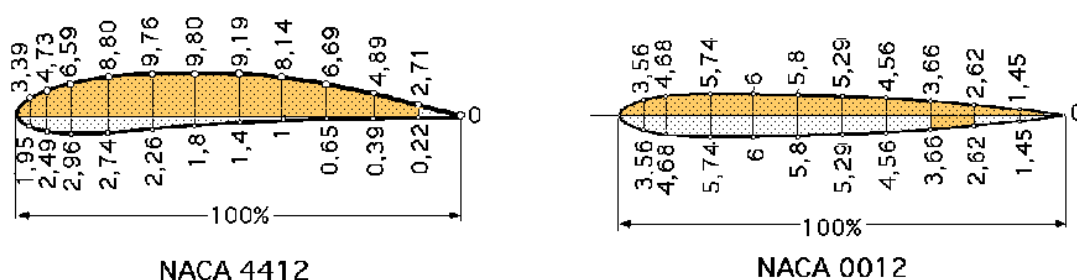


Figura 2.99. Esquema ejemplo de la clasificación de los perfiles aerodinámicos de palas según la normativa NACA (Fuente: Fernández Díez, 2002).

Otras características técnicas de las palas, según autores como Fernández Díez y M.L.O. Hansen, son las siguientes: la resistencia aerodinámica de la pala, rendimiento de la pala, longitud (metros) en relación a la clase del aerogenerador, peso de la pala (Toneladas), peso (en Kg) de las palas en relación a la potencia del aerogenerador, cuerda máxima (m), peso de las palas (en Kg) en relación al peso del rotor completo, tipo de perfil aerodinámico de pala: aplican los estándares definidos en las normativas internacionales (FFA, RISOE, DELFT, NACA, etc.), frecuencias (Hz) de resonancia de palas (*flap* y *Edge*), tipo de

material de las palas (fibra de vidrio, fibra de carbono o combinación de ambas), tipo de resina utilizada (Poliéster o *Epoxy*), tipos de tecnología de diseño y fabricación de palas (Infusión en vacío -*Vacuum Infusion*-, Pala Integral con Infusión en vacío -*Integral Blade Vacuum Infusion*-, *Pre-Preg*). Como referencia del estado actual del arte en relación a las tecnologías de fabricación de palas utilizadas actualmente se indican en la tabla resumen adjunta (Figura 2.100.) los diferentes tipos de tecnología y los tipos de materiales y sub-componentes utilizados en la fabricación de palas.

Technology	Vacuum Infusion	Integral Blade @ Vacuum Infusion	Pre-Preg
Fibre	Glass/Carbon	Glass	Glass/Carbon
Resin	Polyester/Epoxy	Epoxy	Epoxy (Pre-impregnated)
Surface finish	In mould gelcoat when polyester is used Painting when epoxy is used	Sprayed on polyurethane enamel	In mould gelcoat + PU enamel
Sandwich core	Balsa + Polymer foam	Balsa	Polymer foam
Assembling of blade shells and web	Bonding	No bonding zones	Bonding
Company examples	LM Glasfiber TPI + Tecsisis Enercon	Siemens	Vestas Gamesa

Figura 2.100. Clasificación de las diferentes tecnologías de fabricación de palas de aerogeneradores y de los tipos de sub-componentes utilizados (Fuente: BTM Consult y fabricantes de palas y aerogeneradores).

En relación a las características técnicas de las palas, según los autores mencionados y los datos aportados por los fabricantes de aerogeneradores, se identifican una serie de factores a considerar tales como, la existencia de una gran variedad de tecnologías de fabricación de palas y de diferentes procesos de producción de las mismas entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores, las materias primas base de la pala (fibra de vidrio, fibra de carbono y sus combinaciones) y las diferentes clases de resinas presentan múltiples combinaciones lo cual a su vez genera procesos de fabricación diferentes, se observa a su vez dispersión de procesos en los acabados de las palas.

D-Torre: las funciones de la torre son sustentar el aerogenerador al emplazamiento a la altura requerida por la especificación con objeto de poder captar el recurso eólico del viento, realizar la función de soportar la nacelle y el conjunto rotor con las palas con sus correspondientes pesos, soportar todas las cargas mecánicas estáticas y dinámicas generadas por el rotor, la nacelle y por la fuerza del viento. La altura de la torre de un aerogenerador es determinante en cuanto a captación del recurso eólico debido a que a mayor altura mayor velocidad de viento y mayor potencia eólica disponible: las alturas típicas de torre para aerogeneradores de potencia media (600 kW) pueden partir de los 40 metros y llegar hasta los 60 metros; en aerogeneradores multi-MW la altura de la torres puede superar los 100 metros. La unión de la torre con la nacelle se realiza mediante una unión atornillada de la brida superior de la torre a la brida de la nacelle y la unión de la torre a la cimentación se realiza también mediante una unión atornillada con pernos a la base cimentada o mediante la unión a un pequeño tramo de torre unido a la ferralla perteneciente a la cimentación.

Es necesario destacar la influencia de la caracterización de la frecuencia de resonancia de la torre (Burton T., 2001) en el diseño de la torre, en relación a evitar las oscilaciones de resonancia de la torre las cuales son excitadas por las fluctuaciones del rotor a su paso por la frecuencia de paso de rotación de las palas. La relación entre la frecuencia natural de la torre y la frecuencia de excitación conlleva en la fase de diseño a una sub-clasificación de las torres en dos tipos fundamentales de torres, tales como son las torres rígidas caracterizadas por tener una frecuencia natural mayor que la frecuencia de paso de las palas, y las torres denominadas flexibles o *soft* caracterizadas por tener una frecuencia natural situada entre la frecuencia de rotación y la frecuencia de paso de las palas. Si la frecuencia natural es menor que la frecuencia de rotación entonces la torre se denomina flexible *soft-soft*. En el caso de que la torre se haya diseñado para cumplir exclusivamente los requerimientos estructurales de resistencia, entonces la

frecuencia viene determinada por la relación entre la altura de la torre y el diámetro de del rotor, siendo la relación más alta la que determina el tipo de torres flexibles *soft-soft*. Como principales ventajas desde el punto de vista técnico de las torres del tipo rígido están las de permitir el alcanzar la velocidad nominal del rotor sin pasar por la frecuencia de resonancia y producir menor ruido acústico y como desventajas presentan una mayor cantidad de material constructivo que no es necesario por razones estructurales, lo cual implica mayores costes siendo de este modo preferidas las torres de tipo flexibles o *soft*.

En cuanto a la tipología de las torres utilizadas para aerogeneradores eólicos existen varios tipos de torre en función de los materiales empleados en su construcción (CENER, 2005 y en base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de turbinas de los principales fabricantes de aerogeneradores) según se describen a continuación:

-Torre tubular de acero: compuesta por varios tramos troncocónicos de virolas de chapa de acero curvada y soldada. Presentan una forma geométrica troncocónica, se dividen en varios tramos unidos mediante bridas forjadas soldadas a la torre y atornilladas entre tramos, y su proceso de fabricación se realiza mediante el curvado de chapa de laminación, un proceso de soldadura de unión de la virola y un recubrimiento de pintura. Las bridas forjadas de unión entre tramos se sueldan en la planta de fabricación de las torres (ver Figura 2.101.).



Figura 2.101. Imagen de una torre tubular de acero (izda.) del modelo de aerogenerador ENERCON E-126 6 MW y del modelo de torre tubular de acero (dcha.) del fabricante GE 2,5 MW en sus procesos de montaje en el emplazamiento (Fuente: ENERCON y GE).

-Torre de celosía metálica: está formada por una estructura metálica con perfiles de acero soldados y ensamblados en forma de torre (ver Figura 2.102.).



Figura 2.102. Imagen de una torre de celosía metálica (izda.) para aerogenerador eólico fabricada por el suministrador RUUKKI e imagen de una torre de celosía metálica (dcha.) del modelo de aerogenerador FUEHRLANDER FL 2,5 MW de hasta 100 metros de altura (Fuente: RUUKKIENER y FUEHRLANDER).

-*Torre de Hormigón*: está compuesta de tramos troncocónicos de hormigón armado o bien tramos compuestos de secciones de hormigón armado prefabricadas que son unidas en el emplazamiento (ver Figura 2.103.).



Figura 2.103. Imagen del montaje en campo de una torre de hormigón para aerogenerador eólico (Fuente: Gamesa).

-*Torre híbrida de hormigón y tubo de acero*: presenta una combinación de tramos de torre construidos en hormigón armado y tramos de torre construidos en virolas tubulares de chapa de acero. Los tramos de hormigón armado son fabricados generalmente en secciones de hormigón prefabricado con vigas longitudinales de acero (ver Figura 2.104.).



Figura 2.104. Esquema de una torre del tipo híbrido hormigón-acero (izda.), imagen del montaje en campo de sectores prefabricados de una torre de hormigón para aerogenerador eólico (centro) y ejemplo de sector prefabricado de hormigón para una torre eólica de hormigón del suministrador NORTEN (Fuente: Gamesa y NORTEN).

En los tipos de torres utilizadas para aerogeneradores de media y alta potencia, con excepción de las torres de celosía, en su interior se dispone de varias plataformas intermedias en los diferentes tramos de torre las cuales son utilizadas para facilitar los trabajos de mantenimiento y para la instalación de componentes internos, conexionado de cables, iluminación, escaleras de acceso, servicios de funcionalidades del aerogenerador y de líneas de seguridad. De estas plataformas la más importante es la que está instalada en la base de la torre en la parte superior de la cimentación (ver Figura 2.105.): su composición varía en función de la configuración del aerogenerador pero generalmente puede incluir diferentes subcomponentes del mismo como celdas de transformación, aparamenta de conexión en media tensión, unidades de baterías de servicio, transformadores de potencia, sistemas de comunicaciones, convertidores de potencia, ascensores de elevación, etc.

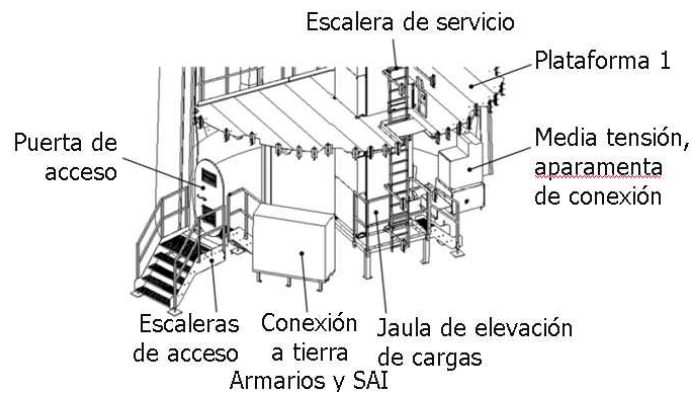


Figura 2.105. Esquema de una plataforma en la base de la torre de un aerogenerador con algunos de los diferentes componentes que pueden ser instalados en su interior (Fuente: Gamesa).

La selección del tipo de torre a utilizar en un aerogenerador y en un emplazamiento determinado está condicionada entre otros aspectos por aquellos relacionados con los costes de fabricación e instalación, con la factibilidad técnica de instalación en función de la potencia del aerogenerador y por el desarrollo de las diferentes tecnologías asociadas a las torres.

Las torres tubulares de acero se identifican como el tipo más utilizado con un predominio claro en la mayoría de los fabricantes de aerogeneradores siendo las más extendidas a nivel global y en todo tipo de potencias (De Juana, 2002), presentan como ventajas desde el punto de vista técnico que se dispone de un proceso de fabricación seriado al tratarse de tramos, a la facilidad de su transporte e instalación en el parque eólico debido a sus dimensiones que aprovechan la disponibilidad de grúas actualmente existente, y a la facilidad de realizar las uniones atornilladas entre los tramos con las bridas de unión de los otros tramos de torre; las torres tubulares de acero son más seguras para el personal de mantenimiento de los aerogeneradores ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. Como desventajas desde el punto de vista técnico están la criticidad de garantizar la aplicación del par de unión de las bridas entre los diferentes tramos, el mantenimiento a llevar a cabo en las uniones atornilladas entre tramos de torre, posibles defectos de planitud en las bridas de unión de tramos que pueden ocasionar incrementos de cargas en la torre, defectos de los acabados del recubrimiento de pintura de las torres.

Las torres de celosía presentan como ventajas desde el punto de vista técnico que son muy ligeras en peso, son fáciles de transportar e instalar en campo, pueden fabricarse hasta alturas de 160 metros, su coste es más reducido en comparación con las de tipo metálico o las de hormigón, son más económicas en costes para aerogeneradores de baja potencia y han sido muy utilizadas en países en vías de desarrollo. Como desventajas desde el punto de vista técnico están que presentan mayor inseguridad para las personas tanto en la instalación como en operación, el impacto estético es elevado, no son competitivas en costes para aerogeneradores de gran potencia, por lo que actualmente han caído en desuso salvo en países como la India o fabricantes de aerogeneradores muy específicos.

Las torres de hormigón presentan como ventajas desde el punto de vista técnico que se trata de una tecnología madura y utilizada desde hace muchos años en la aplicación para aerogeneradores eólicos y la tendencia del mercado es que en los nuevos modelos de aerogeneradores con potencias del entorno de los 3 MW de potencia y superiores se está comenzando a utilizar torres de hormigón y torres híbridas de hormigón y acero como parte de los procesos de optimización de costes. Como desventajas desde el punto de vista técnico están el mayor peso y dificultad de manipulación en campo, en el caso de torres de hormigón con secciones de tramos prefabricadas los costes de instalación en campo se incrementan debido al montaje que es necesario realizar a pie de torre.

Las torres híbridas de hormigón y tubo de acero presentan como ventajas desde el punto de vista técnico el proporcionar mayor rigidez mecánica en la unión entre el tramo superior metálico de la torre y la nacelle que respecto a una unión de tramo de hormigón, son un concepto con ventajas económicas en costes para generadores de gran potencia. Como desventajas desde el punto de vista técnico están las de las dos tecnologías previamente citadas de torre tubular de acero y torre de hormigón.

Las principales características técnicas que están asociadas a la torre de un aerogenerador eólico (CENER, 2002; Burton T., 2001 y en base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de los principales fabricantes de aerogeneradores) son fundamentalmente el tipo de tecnología de torre a utilizar,

la altura de la torre, el espesor de la chapa o del hormigón del tramo de torre, la altura de la torre en relación a la potencia del aerogenerador, el peso total de la torre en toneladas, el peso total de la torre en relación a la potencia del aerogenerador, el tipo de conexión de la torre de hormigón con el tramo de torre de acero tubular (para el tipo de torre híbrida) en cuanto al tipo de unión (Atornillada, Barras Pretensadas u otras uniones), el tipo de protección anti-corrosión en la torre de acero tubular, la frecuencia de doblado de 1st orden (Hz), la frecuencia de doblado de 2^o orden (Hz), las normativas de diseño y de producto aplicables a las torres (Normativa de materiales: S355 Chapa de Acero); C70 (Hormigón); Normativa de Verificación: Norma IEC 61400-13 -TS: 1^a Edición Junio 2001; Medida de cargas mecánicas; Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero: ISO 12944.

E-Cimentación: es un componente del aerogenerador Onshore cuyas funciones son las de fijarlo al terreno del emplazamiento del parque eólico evitando su posible caída debido a las cargas mecánicas derivadas de la fuerza del viento, absorber los esfuerzos y cargas recibidos del rotor y de la nacelle y transmitirlos al terreno. Los tipos de cimentación utilizadas son mediante cimentación en profundidad con zapatas de hormigón armado y mediante pilotes anclados en profundidad al suelo. El tipo de cimentación utilizado para aerogeneradores Onshore de potencias mayores de 100 kW es mediante cimentación en profundidad por medio de zapatas de hormigón armado forjado (ver Figura 2.106.) y sobre la ferralla de las mismas se instala una virola metálica forjada para realizar la unión con el primer tramo de la torre, siendo necesario un estudio técnico previo de las cargas mecánicas del aerogenerador en relación con el tipo de emplazamiento y con el tipo de terreno donde se va a instalar (CENER, 2002).



Figura 2.106. Imagen de una cimentación mediante hormigón armado para un aerogenerador Onshore modelo E82/2MW del fabricante ENERCON (izda.), una cimentación con una subestación de transformación en el exterior (centro) y una cimentación del fabricante Neg-Micon (Fuente: ENERCON, Bundesverband WindEnergie y CENER).

Las características técnicas de las cimentaciones para instalaciones en tierra vienen determinadas por el tipo de torre que se monte junto con el aerogenerador. En función de los tipos de torre las características técnicas fundamentales de las cimentaciones son las siguientes: normativa estructural de hormigón según la norma EHE-99 (CENER, 2002 y en base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de los principales fabricantes de aerogeneradores). En el punto 2.4. Características técnicas generales de los aerogeneradores de eje horizontal, del presente capítulo 2, se especificarán en mayor detalle las características técnicas que afectan a las cimentaciones en tierra en función del tipo de torre a instalar en el parque eólico.

2.3.3.2. Aerogeneradores de eje horizontal Onshore: procesos de montaje y de fabricación de los componentes principales.

Dentro del presente apartado y como información adicional para conocer el estado del arte en mayor detalle, así como las características técnicas de los principales componentes de un aerogenerador eólico de eje horizontal se proceden a describir de manera sintética y esquemática los procesos siguientes: proceso de montaje de una nacelle, proceso de fabricación de una pala, proceso de fabricación de una torre de virola metálica, proceso de montaje en campo de un aerogenerador en un emplazamiento en tierra.

En el punto 2.4. Características técnicas generales de los aerogeneradores de eje horizontal del presente

capítulo 2, se especificarán en mayor detalle las características técnicas que afectan a las operaciones y procesos e montaje y fabricación de nacelle y sub-componentes de aerogeneradores.

Proceso de montaje de la góndola o nacelle de un aerogenerador. En la Figura 2.107. (Fuente: Gamesa) se proceden a describir de forma secuencial las diferentes fases de un proceso de montaje de una nacelle de aerogenerador de eje horizontal Onshore y configuración convencional con multiplicadora, tomándose como ejemplo de referencia el modelo de 2 MW Gamesa G-8X, siendo las diferentes fases de montaje que se consideran en el proceso de fabricación de la nacelle las siguientes: ensamblaje del bastidor principal, ensamblaje de la multiplicadora, ensamblaje del generador eléctrico y ensamblaje de la carcasa exterior de fibra.

Los diferentes modelos de aerogeneradores en el mercado eólico utilizan procesos de montaje y ensamblaje de sub-componentes de similares características según se indica en la bibliografía consultada y en los datos de la información pública de los propios fabricantes de aerogeneradores (Escudero López, 2004; Fernández Díez, 2002; Lecuona, 2002; Hansen M.O.L., 2000; EWEA y fabricantes de aerogeneradores según se indica en el capítulo de bibliografía).

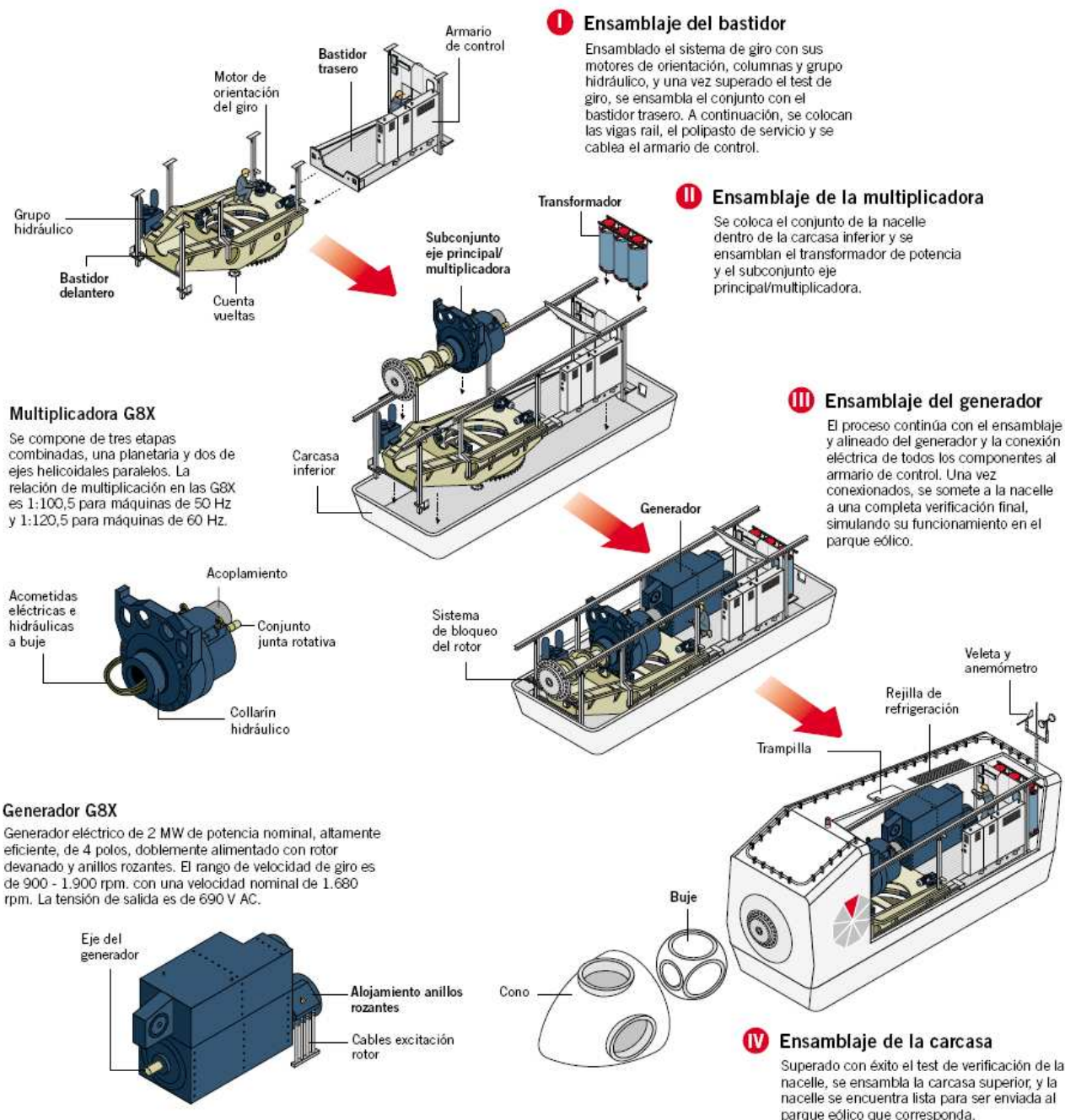


Figura 2.107. Esquema general del proceso de montaje de una nacelle de aerogenerador de eje horizontal del fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

Proceso de fabricación de una pala eólica de un aerogenerador. En la Figura 2.108. (Fuente: Gamesa) se proceden a describir de forma secuencial las diferentes fases de un proceso de fabricación de una pala de aerogenerador de eje horizontal Onshore, tomándose como referencia el modelo de 2 MW Gamesa G-8X con pala fabricada en una sola pieza. Las diferentes fases de de fabricación de una pala que se consideran según el modelo de ejemplo seleccionado son las siguientes: proceso de fabricación de la viga de la pala, fabricación de la concha de la pala, montaje y pegado de la viga en las conchas, proceso de curado en horno, desmoldeo de la pala, procesos de desbarbado y pulido de la superficie de la pala.

De manera simplificada el proceso de fabricación de una pala de fibra de vidrio monopieza es, según M.O.L.Hansen (2000), de la forma siguiente: se fabrican los moldes negativos de la parte superior y de la parte inferior. Una película de material llamado *gelcoat* se aplica sobre los moldes, el cual proporciona un acabado blanco y fino que evita un posterior pintado de las palas. Se inicia la aplicación de diferentes capas de fibra de vidrio junto con una capa de resina *epoxy* o *poliéster*, obteniéndose a base de diferentes capas el espesor especificado. Con objeto de dotar de rigidez a la pala en la zona del ángulo de ataque, se pegan a las conchas inferior y superior lo que se llaman vigas o *webs* añadiendo adicionalmente paneles de espuma (*foam*) en lo que se denomina una construcción de pala del tipo sándwich.

I Fabricación de la viga

Tomando como base materiales compuestos por fibra de vidrio y fibra de carbono, preimpregnados con resina epoxy, se cortan distintas telas que se colocan en un molde y posteriormente se someten a un proceso de curado.

II Fabricación de las conchas

Tras aplicar una capa de pintura que servirá como protección de la pala, la fibra de vidrio es utilizada para la fabricación de las conchas, siguiendo el mismo proceso de fabricación que la viga.

Medida de los rotores

Gama	Modelo	Diámetro rotor
G5X	Gamesa G52	52 m.
	Gamesa G58	58 m.
G8X	Gamesa G80	80 m.
	Gamesa G83	83 m.
	Gamesa G87	87 m.
	Gamesa G90	90 m.

III Ensamblaje

Una vez obtenidas las dos conchas, se procede al ensamblaje y pegado de la viga entre las dos conchas.

IV Curado

El conjunto ensamblado pasa nuevamente por el horno hasta formar una unidad compacta.

V Desbarbado y pulido

Desmoldado el conjunto que constituye la pala, se pasa a la zona de acabado, donde se terminarán los bordes de ataque y salida de la pala, y se realizará una última revisión de ésta.

Figura 2.108. Esquema general del proceso de fabricación de una pala de aerogenerador de eje horizontal del fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

Proceso de fabricación de una torre eólica metálica de un aerogenerador. En la Figura 2.109. (Fuente: Gamesa) se proceden a describir de forma secuencial las diferentes fases de un proceso de fabricación de una torre metálica de aerogenerador de eje horizontal Onshore, tomándose como referencia el modelo de 2 MW Gamesa G-8X con una torre fabricada en varias virolas o secciones en función de la altura final de

la torre a instalar. Las diferentes fases de fabricación de una torre que se consideran según el modelo de ejemplo seleccionado son las siguientes: recepción y control de calidad de la chapa de acero, proceso de curvado de la chapa de acero (denominada virola), proceso de soldadura de las virolas de acero por medio de soldadura de arco, proceso de sub-montaje de unión de las diferentes secciones de torre o virolas, proceso de granallado y pintado de las secciones de torre, ensamblado de elementos auxiliares internos en la torre.

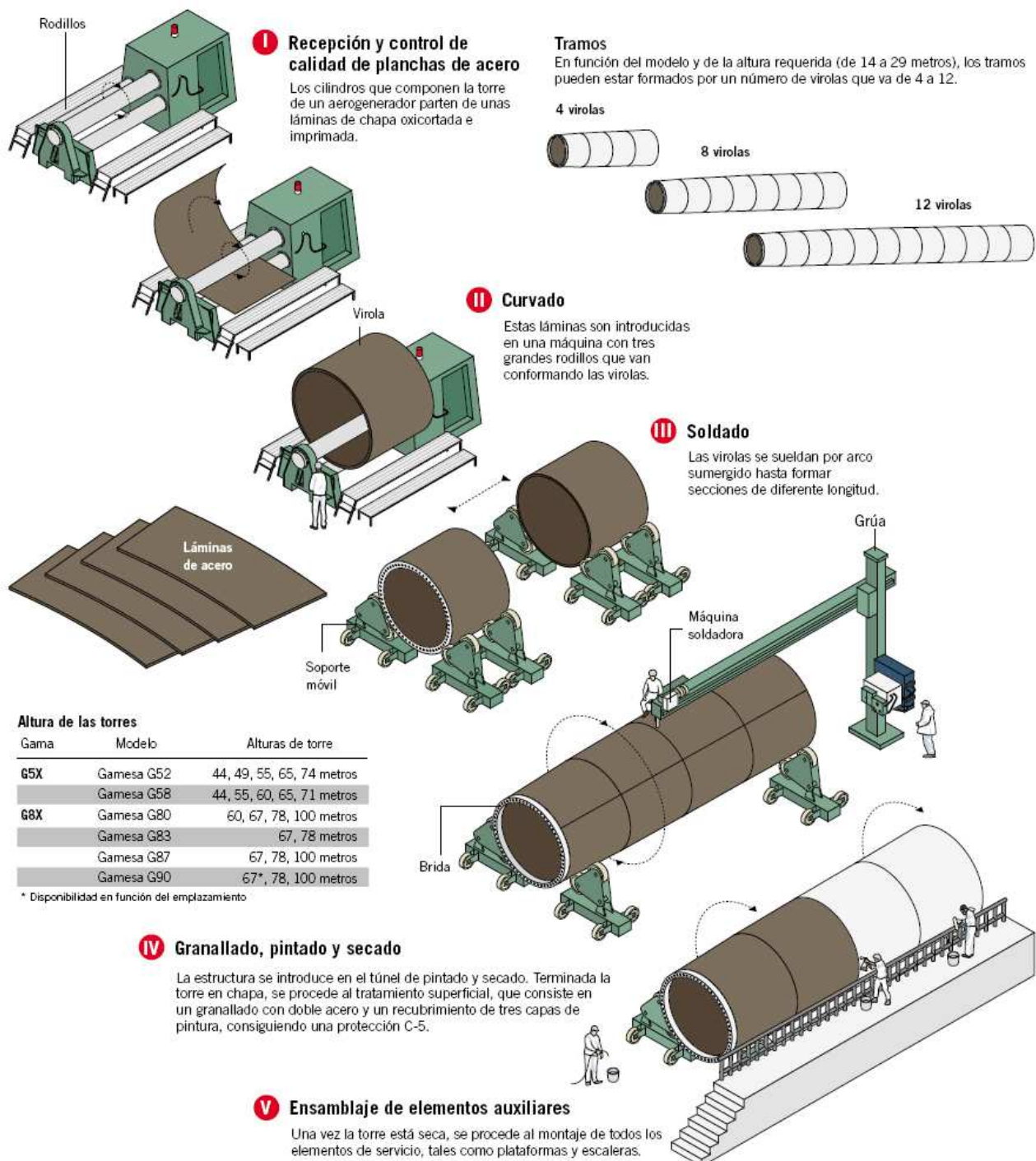


Figura 2.109. Esquema general del proceso de fabricación de una torre metálica de aerogenerador de eje horizontal del fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

Proceso de montaje en campo de un aerogenerador eólico. En la Figura 2.110. (Fuente: Gamesa) se proceden a describir de forma secuencial las diferentes fases de un proceso de montaje en campo de un aerogenerador de eje horizontal Onshore, tomándose como referencia el modelo de 2 MW Gamesa G-90 con una torre metálica fabricada en varias virolas o secciones. Antes de iniciarse la instalación en el emplazamiento en tierra del aerogenerador es necesario haber completado la fase de cimentación en tierra, disponer de una zona de pre-montajes en tierra y disponer de los diferentes componentes en el lugar de montaje, tales como la nacelle, la torre, las palas, el rotor y los diferentes elementos auxiliares como grúas de carga y herramientas de montaje entre otros. Las diferentes fases de montaje del aerogenerador en campo son las siguientes (Fuente: Gamesa): procesos de transporte previos a la instalación en campo, fabricación de la cimentación en el emplazamiento, zona aplanada de pre-montajes en tierra, montaje de los diferentes tramos de torre metálica sobre la cimentación, izado y montaje de la nacelle sobre la torre metálica, montaje del rotor (buje y palas). En el caso del montaje del rotor este puede ser realizado de dos maneras, o bien izando previamente el buje y posteriormente cada una de las palas para ser montadas arriba, o bien realizando un pre-montaje completo del rotor con las tres palas procediendo a izar todo el conjunto rotor a la vez y ser montado directamente en la nacelle. Este último método de montaje presenta como desventajas las de necesitar mayor espacio para llevar a cabo el sub-montaje en la base de la torre, disponer de grúas de gran capacidad de izado y de emplearse mayor tiempo en la operación completa de montaje del rotor.

Este diagrama ilustra el proceso de montaje de un aerogenerador GAMESA G90. Se muestran los componentes principales y su transporte:

- Torre:** Equipo portatubos autocarga/descarga de amarre a brida.
- Nacelle:** Equipo portanacelle autocarga/descarga.
- Palas:** Contenedor de palas.

Las dimensiones y velocidades clave del aerogenerador son:

- Pala de aerogenerador GAMESA G90:** 44 metros.
- Nacelle:** 3 m.
- Velocidad de arranque:** 3 m/s.
- Velocidad de corte:** 21 m/s.

Previo al transporte y el montaje del aerogenerador, se realizan tareas de adecuación del terreno, tales como el hormigonado y la construcción de la plataforma de montaje, la cual requiere una compactación adecuada para soportar pesos de unos 4 kg/cm^2 .



2.3.4. Aerogeneradores de eje horizontal de tipo Offshore.

La energía eólica Offshore es considerada desde el punto de vista técnico como una variante de la energía eólica Onshore (aerogeneradores instalados en tierra), cuyas principales características diferenciales son su montaje en emplazamientos en el mar (cerca de la costa o en mar abierto a varios kilómetros de tierra) por medio de diferentes tipos de plataformas marinas ancladas al fondo del mar y su funcionamiento en un entorno con condiciones medioambientales marinas con un régimen de vientos constantes. En la Figura 2.111. se muestran ejemplos de emplazamientos de parques eólicos Offshore en el mar del norte (Europa).



Figura 2.111. Parques eólicos marinos en el mar del norte con aerogeneradores Offshore (Fuente: EWEA).

Como definición genérica según la norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009), un aerogenerador se considerará como aerogenerador Offshore si la estructura que lo soporta al emplazamiento está sujeta a cargas hidrodinámicas. En la bibliografía se presentan las normas que aplican a los aerogeneradores Offshore basadas en los estándares internacionales (IEC, DNV, ISO, etc.)

En el alcance de la investigación de la presente tesis doctoral, en el apartado correspondiente a los aerogeneradores Offshore, se va a considerar para la investigación a aquellos aerogeneradores con potencias mayores de 100kW (las potencias menores de 100 kW son las consideradas para aerogeneradores de mini-eólica) y que se encuentren actualmente en producción o en fase de desarrollo por parte de los fabricantes, no evaluándose aquellos modelos que estén descatalogados o modelos antiguos de aerogeneradores Offshore.

Los modelos de aerogeneradores marinos (a partir de este punto denominados aerogeneradores Offshore) que se han instalado hasta el presente y los que están actualmente en fase de instalación en los parques marinos de tipo Offshore, tanto en Europa como en América y Asia, son del tipo de eje horizontal (HAWT = *Horizontal Axis Wind Turbine*). No se incluirán dentro del alcance de la presente tesis los modelos de aerogeneradores Offshore del tipo de eje vertical o de otros tipos diferentes que puedan estar en desarrollo actualmente.

2.3.4.1. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: componentes específicos.

En el punto 2.3.2.2. (aerogeneradores de eje horizontal) se describen las principales características y tipos de configuraciones de aerogeneradores de eje horizontal Onshore cuyos conceptos aplican a los aerogeneradores Offshore al tratarse del mismo concepto teórico de funcionamiento.

En cuanto a los componentes principales de los aerogeneradores Offshore aplican, desde el punto de vista constructivo y funcional, los mismos tipos de componentes y conceptos técnicos que para los

aerogeneradores Onshore los cuales se describen el punto 2.3.3.1. (aerogeneradores de eje horizontal Onshore: componentes principales). El principal componente diferencial de los aerogeneradores Offshore es el de la plataforma de anclaje al fondo marino y la cimentación marina, que sustituyen a la cimentación en tierra de los aerogeneradores Onshore (TU Delft, Neumann T., DNV et al.). Todos los elementos diferenciales que existan a nivel técnico con los aerogeneradores Onshore se investigarán y se evaluarán en el presente apartado.

Como aspectos técnicos diferenciales desde el punto de vista de la técnica entre los aerogeneradores Offshore y los aerogeneradores Onshore y sus componentes principales, se destacan los siguientes (EEA, EWEA, DOWEC, DNV et al.):

- Condiciones medioambientales del entorno marino: las condiciones de trabajo de un aerogenerador Offshore están supeditadas al clima y a las condiciones meteorológicas del océano, condiciones de salinidad, humedad del aire, fuerza de las olas, condiciones geológicas del fondo marino, fenómenos meteorológicos, condiciones del viento en el mar, etc.
- Protección contra la corrosión: en un aerogenerador Offshore son necesarios requisitos de alta protección contra la corrosión para garantizar el funcionamiento del aerogenerador y de sus componentes. Los sistemas y componentes afectados son:
 - Requisitos generales de protección contra la corrosión (estándar y marina).
 - Palas.
 - Rotor.
 - Torre: recubrimiento exterior y sistemas de presurización en el interior de la torre.
 - Nacelle: sistemas de presurización para evitar el ingreso de aire marino dentro de la nacelle.
 - Componentes de nacelle: eléctricos, mecánicos, hidráulicos, etc.
- Protección contra el ingreso de partículas (Grado IP): son necesarios requisitos de grado de protección para garantizar el funcionamiento del aerogenerador y de sus componentes.
- Cargas de diseño: se requieren cargas de diseño específicas para aerogeneradores de aplicación Offshore.
- Diseño específico de componentes y sub-componentes: son de aplicación a las diferentes tecnologías (mecánica, eléctrica, electrónica, hidráulica, etc.) para el funcionamiento en entornos medioambientales marinos: palas, torres, estructura mecánica, componentes eléctricos y electrónicos, multiplicadora, cables, etc.
- Plataforma del aerogenerador Offshore: se seleccionan diferentes tipos de plataformas en función de la profundidad del emplazamiento y de la distancia a la costa.
- Conexión a la red: se requieren diseños especiales de tipo de cable de conexión submarina y de transporte de corriente hasta la conexión a la red en la costa y las correspondientes acometidas.
- Plataforma con subestación de transformación: es anexa al parque Offshore y está situada en el mismo emplazamiento con objeto de realizar la conexión a la red de transporte marina y a la red terrestre en la costa.
- Aerogeneradores Offshore diseñados para funcionamiento en régimen de vientos constantes: requerimientos específicos de cargas mecánicas y de resistencia a vida del aerogenerador y de sus componentes.
- Ruido: existen menores requisitos de cumplimiento de normativas de ruido al estar el emplazamiento alejado de los núcleos de población costeros.
- Impacto visual: existe un menor impacto visual en el mar (en función de los kilómetros de distancia a la costa) lo que permite la instalación de grandes aerogeneradores en los emplazamientos marinos al no tener que cumplir con los mismos requisitos de impacto ambiental que en emplazamientos terrestres.
- Operaciones de montaje en el entorno medioambiental marino: son diferentes al montaje en tierra y requieren de barcos de transporte y grúas de montaje especiales. El tiempo de montaje es un factor muy importante debido al impacto en los costes finales, así como los requisitos de seguridad en el trabajo.
- Operaciones de mantenimiento de aerogeneradores en el entorno marino: es un factor de coste muy importante debido al elevado importe de realización de cualquier operación de mantenimiento en el mar. Se tiende a diseños de bajo tipo de mantenimiento con objeto de minimizar costes y periodos de flujo cesante.

- Medios de transporte: se requiere de medios específicos para el transporte de componentes del aerogenerador hasta el emplazamiento marino del parque Offshore. Se requiere la utilización de barcos de transporte especiales, plataformas de montaje ancladas al fondo marino, así como el uso de grúas especiales montadas en los barcos para la manipulación y ensamblaje de los componentes de los aerogeneradores.
- Instalaciones portuarias: también se requiere la disponibilidad de instalaciones portuarias específicamente equipadas para la manipulación y carga de los componentes de los aerogeneradores y de las plataformas de los mismos.

En los siguientes puntos se presentan los principales componentes y elementos diferenciales de los aerogeneradores Offshore respecto a los terrestres. Dicha información está basada en la investigación llevada a cabo como parte de la tesis y referenciada en la bibliografía.

2.3.4.1.1. Plataformas de aerogeneradores Offshore.

En este apartado se presenta el resultado de la investigación del estado actual de la técnica referido a las plataformas instaladas en los parques eólicos Offshore. Se proceden a describir las características generales de los diferentes tipos de plataformas marinas utilizadas y las que se encuentran actualmente en fase de desarrollo. Las características técnicas de detalle se indican en el apartado 2.4.3. Características técnicas de los aerogeneradores Offshore.

Desde el punto de vista de la técnica existen diferentes tipos de plataformas sobre las que se monta un aerogenerador Offshore en función de la profundidad del emplazamiento marino. En la presente tesis doctoral se procede a realizar una clasificación en dos grupos principales de plataformas marinas para su aplicación con aerogeneradores Offshore, basado en el concepto tecnológico de las mismas, que son los siguientes (DNV; TU Delft; Clark S.):

- Plataformas fijadas al fondo marino.
- Plataformas flotantes.

Hasta el año 2012 no existe un diseño de plataforma marina estandarizado sino que se están utilizando varios tipos simultáneamente, aunque todas pertenecen al concepto de plataformas fijadas al fondo marino. La mayor parte de las plataformas utilizadas hasta la fecha se ubican en profundidades de hasta 30 metros y se han montado sobre ellas aerogeneradores Offshore hasta los 3,6 MW de potencia (ver Figura 2.112. con el reparto por tipo de plataforma montada en los parques Offshore en el año 2012).

De los datos investigados como referencia de la tendencia hasta el año 2012 se observa el predominio (en porcentaje sobre el total instalado) del tipo de plataforma fijadas al fondo marino denominada Monopile o *Monopile* (73% del total), a continuación se sitúa el tipo de plataforma de estructura metálica tipo celosía denominada *Jacket* (13 % del total), con un 6% sobre el total el tipo de plataforma Trípode, con un 5% sobre el total el tipo de plataforma Tri-pilote o *Tripile*, y por último el de base cimentada por gravedad (3 % del total).

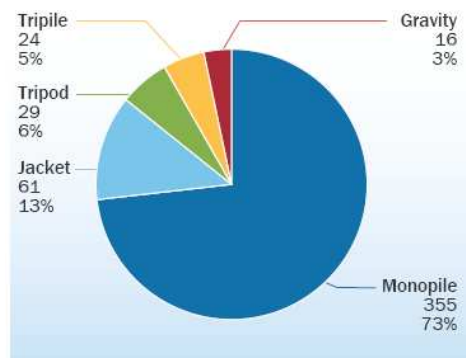


Figura 2.112. Gráfico con la distribución de los tipos de plataformas marina instaladas en el año 2012 en Europa (en porcentaje sobre el total instalado y con el nº de plataformas instaladas) (Fuente: EWEA).

Los tipos de plataformas marinas utilizadas actualmente en la aplicación para aerogeneradores Offshore son las denominadas “Plataformas fijadas al fondo marino” (IEC; DNV; Carbon Trust; Van der Tempel J., Saigal R., Dolan D., Der Kiureghian A. et al.) y estas se sub-clasifican a su vez en las siguientes tipologías (ver Figura 2.113.):

- Mono-pilote (*Monopile*).
- Base de cimentación por gravedad (*Gravity base*).
- Estructura metálica tipo celosía (*Jacket*).
- Trípode / Cuadrípode (*Tripod/Quadripod*).

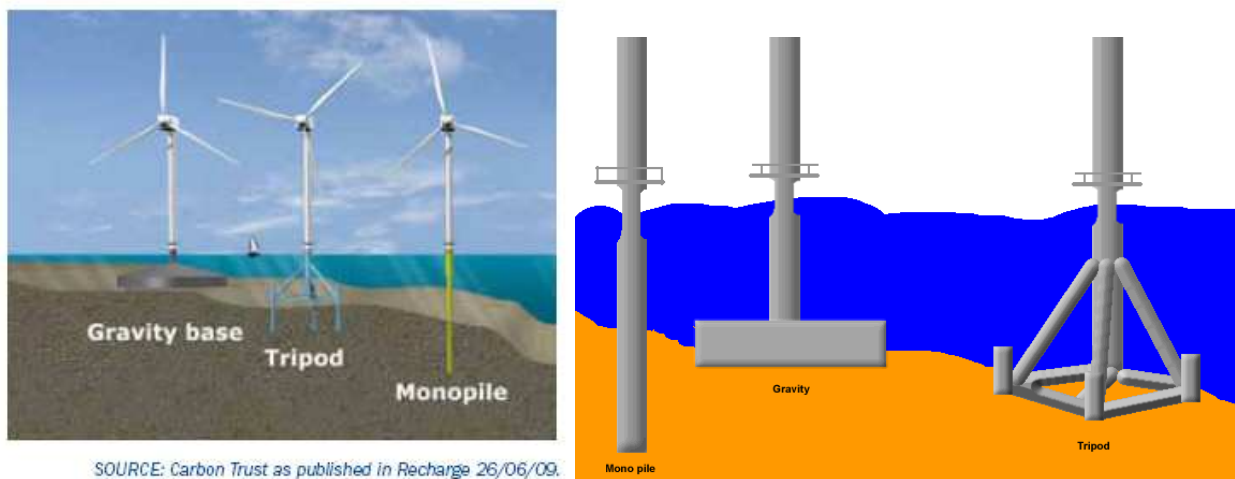


Figura 2.113. Esquema general de los tipos de plataformas con base anclada al lecho marino: cimentación con base de gravedad, Trípode y Mono-pilote para parques eólicos Offshore (Fuente: Carbon Trust; Recharge; Danish Wind Association).

En la Figura 2.114. se muestra un esquema con una descripción de detalle en cuanto a los principales componentes de las tecnologías actualmente desarrolladas y utilizadas correspondientes a los tipos de plataformas con anclaje directo en el fondo marino para aplicación en aerogeneradores Offshore. Los principales componentes de estos tipos de plataformas fijadas al fondo marino utilizadas actualmente consisten en sub-estructuras con la configuración siguiente (IEC, DNV, EWEA):

- Estructura de soporte completa: incluye la torre del aerogenerador, la sub-estructura sobre el nivel del agua, la sub-estructura sumergida y los anclajes al fondo marino.
- Estructura tubular de transición (*Transition Piece*): está elevada sobre el nivel del mar y sobre su parte superior se monta la torre del aerogenerador.
- Sub-estructura metálica sumergida: según el tipo de plataforma puede ser de la siguiente tipología.
 - Mono-pilote metálico: anclado en el subsuelo marino por enclavación del pilote.
 - Trípode: la estructura metálica en forma de trípode está anclada al fondo marino en cada base del trípode con pilotes enclavados en el subsuelo marino.
 - Tubo de succión (*Suction Bucket*): la estructura tubular se inserta en el fondo marino.
 - Base de cimentación: la estructura metálica de transición se encuentra anclada a la base de la cimentación de hormigón. La base de hormigón se apoya por gravedad sobre el fondo marino, lo cual requiere una preparación previa en cuanto a planitud de la misma para garantizar su estabilidad y que no se produzcan desplazamientos laterales.
- Base de piedras y grava (“*Scour protection*”) para proporcionar estabilidad por gravedad al lecho marino sobre el que se asientan los pilotes, los trípodes o la base de cimentación. Previene contra el movimiento del fondo marino debido a las corrientes submarinas.

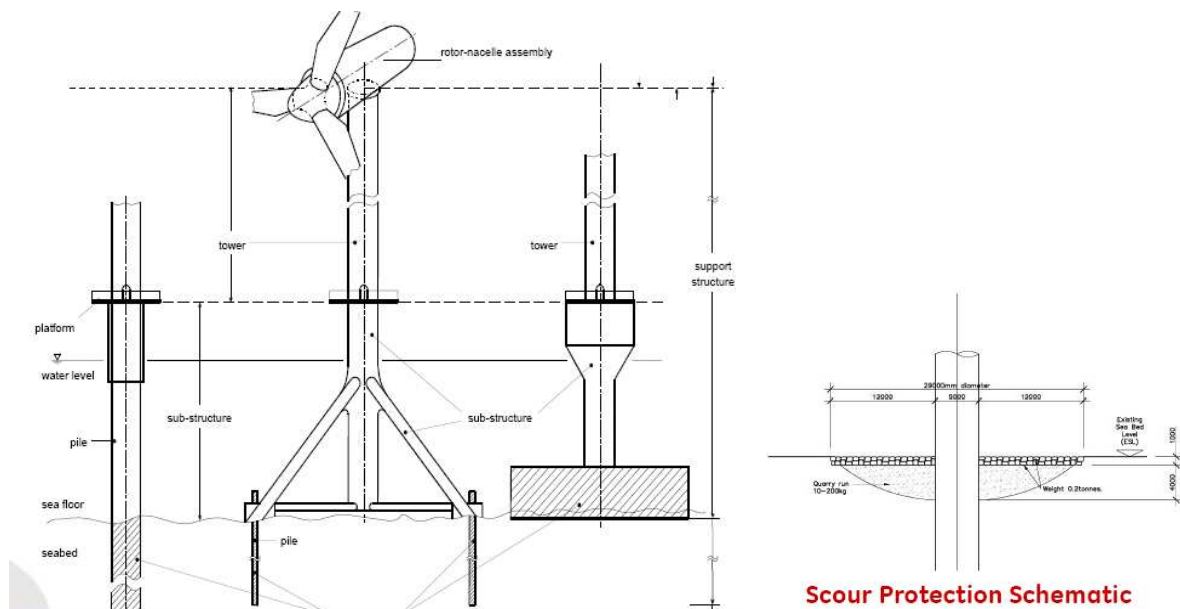


Figura 2.114. Esquema general de los diferentes tipos de plataformas para parques eólicos Offshore con anclaje directo al fondo marino utilizados: Mono-pilote; Trípod; Base de gravedad. Refuerzo de la base de grava y piedras (dcha.) en el lecho marino para estabilización ante arrastres de material (“Scour Protection”) (Fuente: IEC; EWEA).

Tendencias del mercado en tipos de plataformas marinas.

En lo relativo al tipo de plataformas en cuanto a configuración técnica (fijadas al fondo marino o flotantes) y a la profundidad de las aguas en las que es factible su utilización, la situación del mercado hasta el año 2012 ha sido la instalación predominante de plataformas con la tipología de fijadas al fondo marino (EWEA). Ello está condicionado al tipo de parques eólicos Offshore montados hasta el presente, los cuales han sido en aguas poco profundas y con profundidades en el entorno de hasta los 60 metros como máximo.

En la Figura 2.115. se presenta un esquema teórico de los diferentes tipos de plataformas para aerogeneradores Offshore (fijadas al fondo marino y flotantes) y su aplicación en función de la profundidad de las aguas del emplazamiento (Acciona Energía).

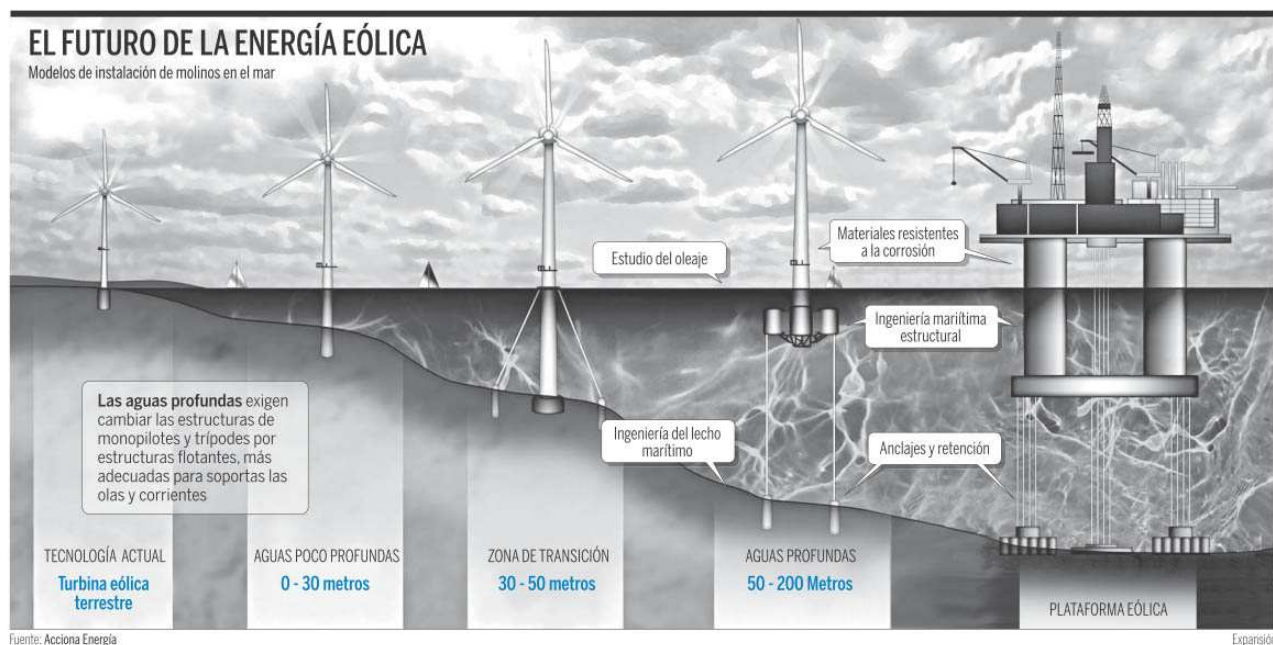


Figura 2.115. Esquema general de diferentes tipos de plataformas para todas las posibles profundidades de aguas de los emplazamientos de parques eólicos Offshore (Fuente: Acciona Energía).

En la Figura 2.116. se muestran ejemplos de algunos de los principales sub-tipos de plataformas fijadas al fondo marino para aplicaciones en aguas poco profundas e intermedias hasta los 60 metros: Trípode (*Tripod*), Tubo de succión (*Suction Bucket*), Estructura metálica completa (*Jacket*), Estructura metálica con torre (*Jacket plus Tower*), Mono-pilote (*Monopile*). Además de los tipos mostrados está el tipo de plataforma de base de gravedad que también se utiliza en el rango de aplicación mencionado anteriormente (EWEA).



Figura 2.116. Esquema general de diferentes tipos de plataformas para profundidades de aguas intermedias hasta los 60 metros: Trípode (*Tripod*), Tubo de succión (*Suction Bucket*), Estructura metálica (*Jacket*), Estructura metálica con torre (*Jacket y Torre*), Mono-pilote (*Monopile*) (Fuente: EWEA).

Las tendencias para los próximos años indican (según las fuentes consultadas: MAKE Consult, EWEA, AWEA, fabricantes de aerogeneradores) que el mercado va a requerir la explotación de parques eólicos Offshore alejados varios kilómetros de la costa (más de 20 kilómetros) y en aguas profundas (más de 60 metros). Esto va a implicar el desarrollo de nuevas plataformas flotantes adecuadas para su utilización en aguas profundas donde el montaje de las actuales plataformas fijadas al lecho marino no es factible ni técnicamente, ni económicamente. Como referencia en la Figura 2.117. se muestran algunos ejemplos de diferentes tipos de plataformas y su aplicación en función de la profundidad de las aguas del emplazamiento del parque eólico Offshore (NREL).

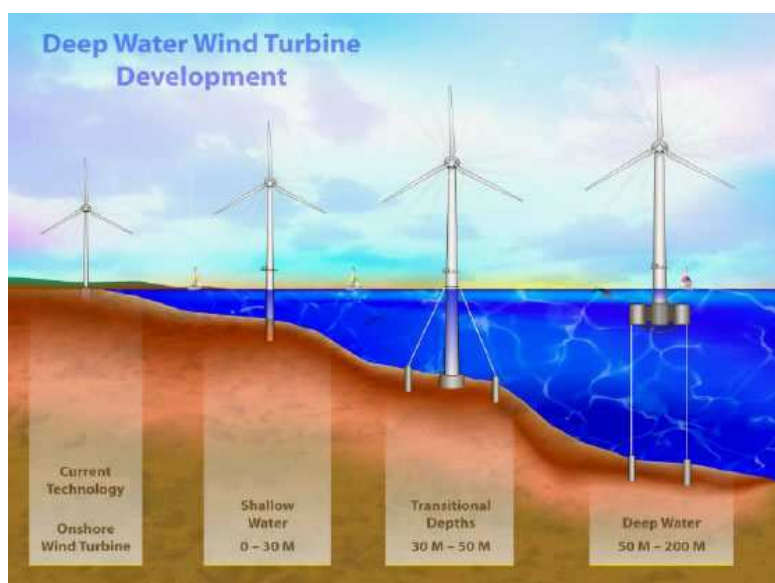


Figura 2.117. Esquema general de los diferentes tipos de plataformas para parques eólicos Offshore y su rango de aplicación en función de la profundidad de las aguas del emplazamiento marino (Fuente: NREL).

2.3.4.1.1.1. Plataformas de aerogeneradores Offshore fijadas al fondo marino.

Se describen a continuación los diferentes diseños de plataformas fijadas al fondo marino existentes en la actualidad (hasta el año 2012), tanto los que se han instalado en parques eólicos Offshore como los que están en fase de desarrollo y ensayos de validación de prototipos (EWEA, IEC, DNV, Carbon Trust, Saigal, R., Dolan D., Der Kiureghian A. et al.).

-Plataforma mono-pilote (*Monopile*).

Concepto técnico: Consiste en un cilindro de estructura metálica tubular que se inserta mediante una perforación previa de varios metros en el interior del fondo marino (entre 10 y 20 metros aproximadamente). El mono-pilote se constituye en el soporte sobre el que se monta en la superficie por encima del nivel de mar el aerogenerador Offshore (ver esquema general en la Figura 2.118.). Es el diseño predominante en las instalaciones en el mercado Offshore hasta el año 2012 para aguas poco profundas (menos de 40 m).

Los diseños actuales del cilindro tubular pueden ser de dos tipos de materiales y las principales características de los dos sub-tipos son las siguientes (Carbon Trust, DNV):

- **Mono-pilote de acero:** el material del cilindro es de acero tubular con protección especial para la corrosión en ambiente marino y con requisitos de estanqueidad de IP65. Incluye una pieza metálica de transición entre el cilindro anclado al fondo marino y la torre del aerogenerador Offshore.
 - **Profundidad de trabajo:** este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de los 10 a los 30 metros.
 - **Ventajas:**
 - Fabricación: simplicidad de los procesos de fabricación con tecnologías estándar.
 - Experiencia previa en la instalación de este modelo de plataforma al haber sido montada en varios parques eólicos Offshore desde los años 90.
 - **Desventajas:**
 - Produce ruido metálico durante el funcionamiento del aerogenerador Offshore.
 - La competitividad en costes está condicionada frente a otros modelos de plataforma en función de las condiciones del fondo marino y del peso del aerogenerador Offshore.
- **Mono-pilote de hormigón:** el material del cilindro es hormigón, el cual se inserta en el fondo marino mediante perforación previa del mismo.
 - **Profundidad de trabajo:** este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de los 10 a los 40 metros.
 - **Ventajas:**
 - Fabricación con tecnología conocida y estandarizada.
 - Se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al haber sido instalados en varios parques eólicos Offshore.
 - Presenta bajo impacto de ruido en funcionamiento.
 - Es competitivo en costes respecto a otros tipos de plataformas.
 - La industrialización seriada de este modelo de plataforma es factible técnicamente y presenta ventajas competitivas en costes respecto a otros tipos de plataforma.
 - **Desventajas:**
 - Transporte: es un tipo de plataforma con elevado peso para su transporte por mar lo que penaliza los costes de transporte y el tipo de barco a utilizar.
- **Tubo de succión (*Suction Bucket*):** Es una variante del tipo mono-pilote que consiste en un tubo de acero soldado y sellado en la parte superior que se inserta por presión en el fondo marino el cual se constituye en el soporte sobre el que se monta en la superficie por encima del nivel de mar el aerogenerador Offshore. En el interior del tubo se introduce una carga de material formada por materiales del fondo marino, formándose un vacío parcial en el interior del tubo. Las principales características de este tipo de plataforma son las siguientes:
 - **Profundidad de trabajo:** este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de hasta los 30 metros.
 - **Ventajas:**
 - No necesita realizar una perforación para la inserción del pilar como en el sistema mono-pilote.
 - Facilidad de instalación y de extracción.

- Se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al haber sido instalados en varios parques eólicos Offshore.
- Desventajas:
 - Presenta una alta sensibilidad al tipo de fondo marino y a las condiciones del lecho marino lo que le hace más inestable en determinadas condiciones, limitando su instalación general en todo tipo de fondos.

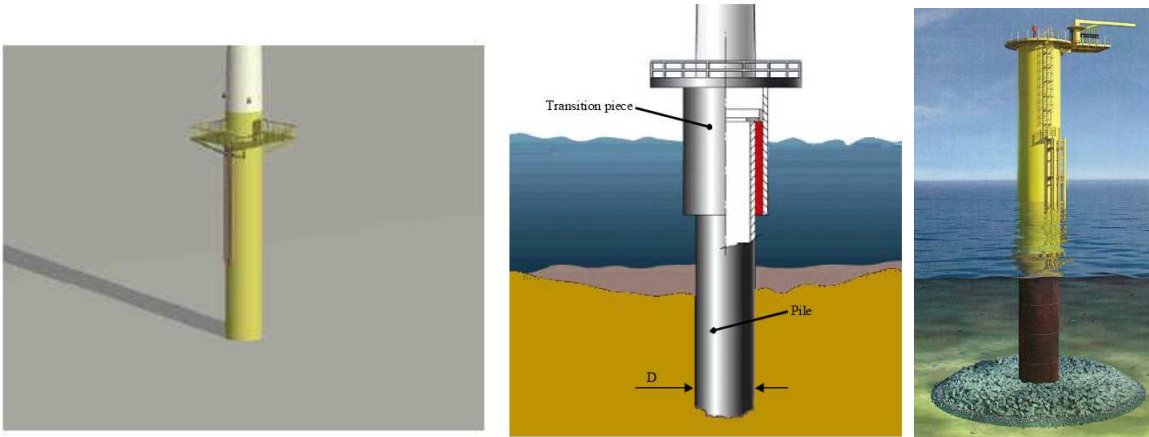


Figura 2.118. Esquema general del tipo de plataformas Mono-pilote para aerogenerador Offshore. Detalle de la pieza de transición (centro) y de la base de grava estabilizadora “Scour Protection” (dcha.) (Fuente: Carbon Trust; Recharge; RAMBOLL).

-Plataforma con cimentación de base de gravedad (Gravity Base).

Concepto técnico: Consiste en una base de hormigón cimentada sobre el lecho marino previamente fabricada en tierra que se transporta al emplazamiento marino, la cual proporciona un soporte de masa sobre el que se inserta la extensión de la torre del aerogenerador quedando de esta forma anclado al fondo marino (ver esquema general en la Figura 2.119.). Las principales características de este tipo de plataforma de cimentación de base de gravedad son las siguientes (Carbon Trust, DNV):

- Material de la plataforma: cemento con geometría circular o cuadrada.
- Profundidad de trabajo: este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango hasta los 40 metros.
- Ventajas:
 - Se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al haber sido instalados en varios parques eólicos Offshore.
 - No produce ruido durante el funcionamiento del aerogenerador Offshore.
 - Es competitivo en costes respecto a otros tipos de plataformas: es un sistema de bajo coste debido a los costes de los componentes.
- Desventajas:
 - Transporte: Puede presentar problemas en el transporte hasta el emplazamiento marino en función del tipo de barco a utilizar y debido al peso en la manipulación.
 - Costes de instalación en el parque: se requiere una preparación del fondo marino previa a su instalación lo que implica costes asociados y elementos adicionales de logística tales como maquinaria especial para la preparación del fondo marino.
 - En caso de ser desmontada se requiere maquinaria pesada para extraer la cimentación del fondo marino.

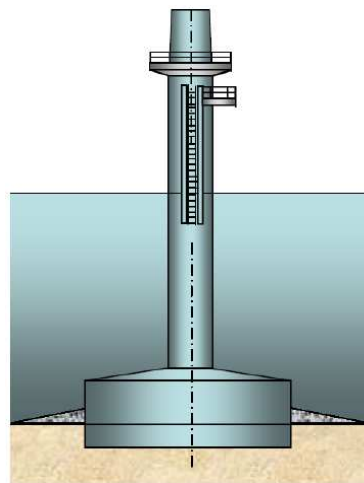
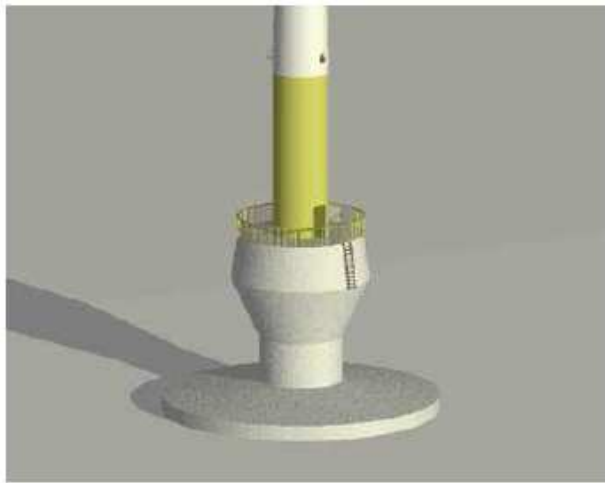


Figura 2.119. Esquema general del tipo de plataforma de cimentación con base de gravedad para parques eólicos Offshore. (Fuente: Carbon Trust & Recharge; Garrad Hassan).

-Plataforma con trípode/cuadrípode (Tripod / Cuadripod).

Concepto técnico: Consiste en una base formada por una estructura metálica de tipo tubular conformando una geometría en la base con forma de trípode (3 tubos en disposición triangular) o un cuadrípode (4 tubos en disposición cuadrangular) los cuales se anclan mediante pilotes metálicos en el lecho del fondo marino (entre 10 y 20 metros aproximadamente). Sobre la estructura superior de los trípodes o cuadrípodes (unos metros sobre el nivel del mar) se monta el aerogenerador Offshore (ver Figura 2.120. con un esquema general del tipo de plataforma en trípode).

Las principales características de este tipo de plataforma con forma de trípode/cuadrípode son las siguientes (EWEA, Garrad Hassan):

- **Profundidad de trabajo:** este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de los 10 a los 30 metros, aunque puede instalarse en profundidades hasta los 60 metros.
- **Ventajas:**
 - Resistencia mecánica: presenta una gran resistencia mecánica por lo que este tipo de configuración es muy adecuada para aerogeneradores Offshore de gran tamaño y potencia.
- **Desventajas:**
 - Complejidad Técnica: presenta alta complejidad en cuanto al diseño y fabricación del sistema tubular debido a la geometría, a las cargas mecánicas y a su comportamiento en operación.
 - Peso elevado: es un tipo de plataforma muy pesada en cuanto al transporte y manipulación.
 - Transporte: debido a su elevado peso requiere de barcos específicos para su transporte lo que encarece los costes logísticos y de manipulación e instalación.
 - Se dispone de experiencia previa limitada en este modelo de plataforma al haber sido instalada en pocos parques eólicos Offshore hasta la fecha.

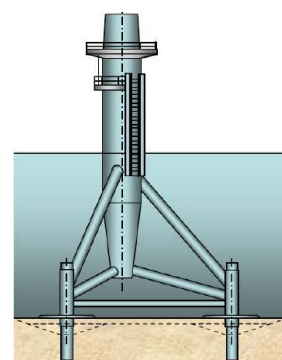
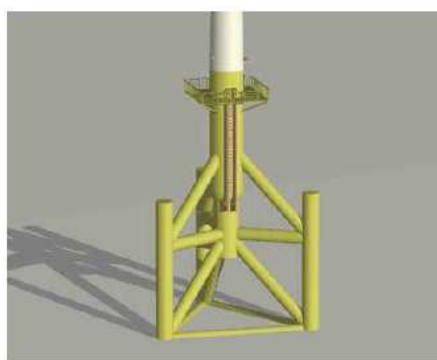
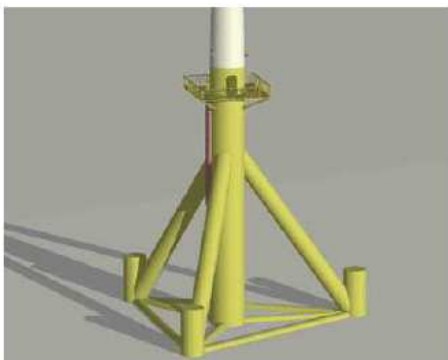


Figura 2.120. Esquema general del tipo de plataforma Trípode con dos versiones de la estructura mecánica (Fuente: EWEA; Garrad Hassan).

-Plataforma de estructura metálica (*Jacket*).

Concepto técnico: consiste en una estructura metálica del tipo en celosía con forma de torre, la cual es anclada en el lecho del fondo marino por medio de pilotes metálicos previamente insertados en el fondo del mar. Sobre la estructura superior, elevada unos metros sobre el nivel del mar, se monta el aerogenerador Offshore (ver Figuras 2.121. y 2.122.). Presentan dos tipos de estructuras metálicas en la aplicación para parques eólicos marinos (EWEA, Garrad Hassan):

- Estructura metálica (*Jacket*): la estructura está sumergida excepto en su parte superior donde se monta la torre del aerogenerador Offshore (Figura 2.121.).
- Estructura metálica con torre del aerogenerador integrada (*Jacket y Torre*): desarrolla la doble función de plataforma submarina y torre del aerogenerador. La estructura metálica es integral realizando la función de torre del aerogenerador además de la función de plataforma sumergida anclada al fondo marino. En la parte superior de la estructura se monta la nacelle del aerogenerador Offshore (Figura 2.121. y 2.122.).

Las principales características de este tipo de plataforma de estructura metálica *Jacket* son las siguientes:

- Profundidad de trabajo: este modelo es adecuado para profundidades medias del fondo marino en el rango de más de 40 metros y hasta los 60 metros, aunque se puede instalar técnicamente en profundidades superiores.
- Ventajas:
 - Resistencia mecánica: presenta una gran resistencia mecánica por lo que este tipo de configuración es muy adecuada para aerogeneradores Offshore de gran tamaño y potencia.
 - Ruido: no presenta ruido en operación.
- Desventajas:
 - Costes elevados de fabricación.
 - Está sujeta a cargas mecánicas de las olas del mar y a fallos por fatiga mecánica en operación.
 - Presenta largo plazo de montaje en el emplazamiento debido al tipo de configuración: montaje de pilotes en el fondo marino, montaje de estructura, aprietes y sellados.
 - El coste de montaje en el emplazamiento marino es elevado y sensible a las condiciones meteorológicas.
 - Se dispone de experiencia previa limitada en este modelo de plataforma al haber sido instalados en pocos parques eólicos Offshore.
 - Corrosión: el impacto de la corrosión en la estructura metálica es muy relevante en cuanto a vida de la estructura.



Figura 2.121. Esquema general del tipo de plataforma de estructura metálica (*Jacket*) y *Jacket* más torre (Fuente: EWEA, Garrad Hassan y RAMBOLL).

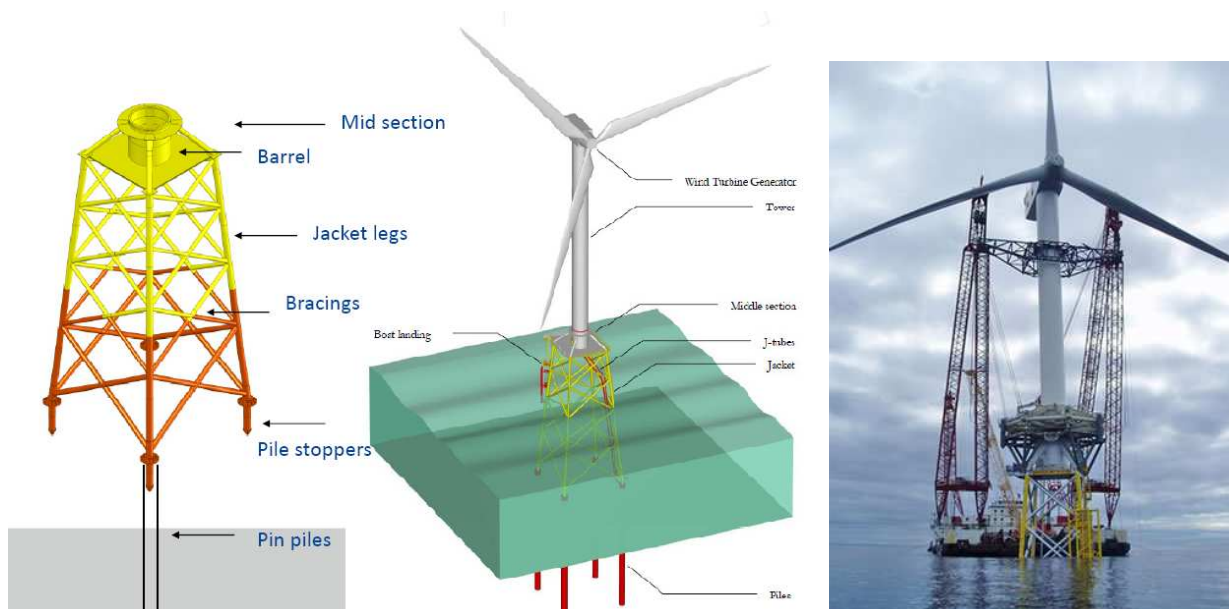


Figura 2.122. Esquema general del tipo de plataforma de estructura metálica (Jacket), Jacket y Torre y un ejemplo de aplicación (dcha.) en el parque Offshore de Beatrice-Escocia (Fuente: Carbon Trust; Smulders; DeepWater Wind).

2.3.4.1.1.2. Plataformas flotantes de aerogeneradores Offshore.

En este apartado se evalúan los diferentes modelos de plataformas flotantes, las cuales se encuentran hasta el año 2012 en fase de desarrollo y de ensayos de prototipos por parte de varias compañías a nivel mundial, habiéndose montado algunas unidades en parques marinos Offshore experimentales con objeto de validar su funcionamiento en los emplazamientos marinos (Siemens, Vestas). Estos modelos de plataformas flotantes van a ser requeridos por el mercado para ser instalados en emplazamientos de aguas profundas (más de 60 metros) y así poder promover nuevos parques eólicos Offshore en lugares como las costas de Noruega, el océano Atlántico, el mar Mediterráneo y la costa este de Estados Unidos entre otros (EWEA). Estos posibles emplazamientos de explotación de energía eólica Offshore en mar abierto y aguas profundas de más de 60 metros no son explotables en la actualidad debido a la limitación tecnológica al no disponerse de las plataformas marinas flotantes desarrolladas y ensayadas para esta aplicación.

En las Figuras 2.123. y 2.124. se muestran varios conceptos de plataformas flotantes que se están desarrollando en la actualidad por diferentes compañías a nivel mundial: la característica técnica común a todas ellas es que se pueden instalar en aguas profundas y en mar abierto mediante sistemas de fijaciones utilizando cables tensionados al fondo marino. Existe un ángulo de inclinación permitido del conjunto del aerogenerador en operación, con objeto de absorber las fuerzas de las olas, y por medio de los contrapesos y del tensionado de los cables fijados al fondo marino se consigue equilibrar el aerogenerador garantizando su correcto funcionamiento (NREL).

Dentro del tipo de plataformas flotantes existen varios modelos conceptuales a nivel de diseño, los cuales a su vez se pueden clasificar en los siguientes sub-tipos (NREL, DOE USA, EWEA, Saigal, R., Dolan D., Der Kiureghian A. et al.):

- Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado (*Ballast Stabilized, Spar Buoy*).
- Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado (*Mooring Line Stabilized, Tension leg*).
- Plataforma flotante en superficie estabilizada (*Buoyancy Stabilized*).

En las Figuras 2.123. y 2.124. se muestran esquemas con los diferentes conceptos y sub-tipos de plataformas flotantes así como sus principales variantes.

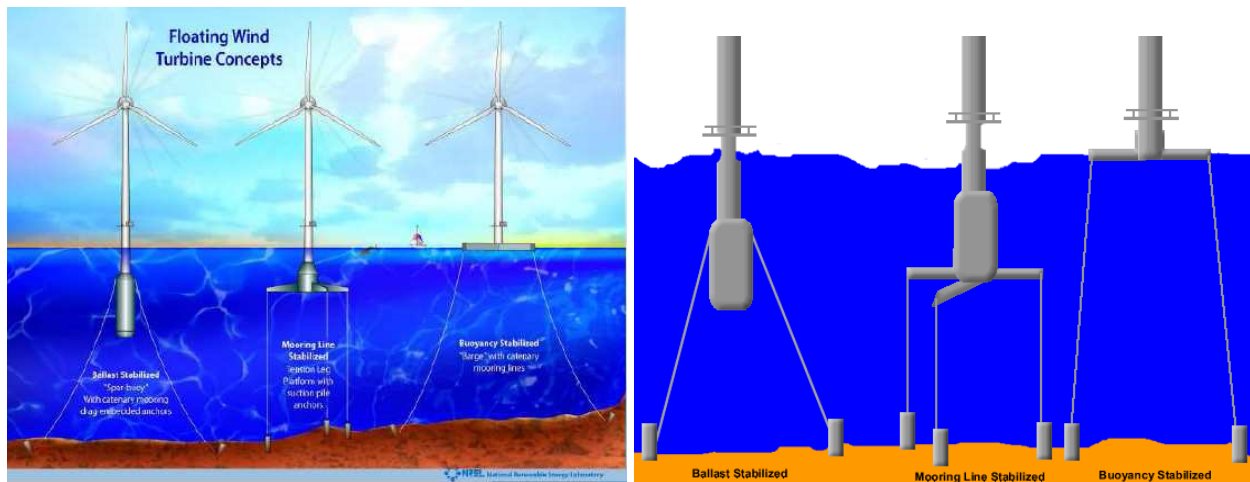


Figura 2.123. Esquema general de los diferentes tipos de diseños de plataformas flotantes para profundidades de aguas profundas (aptas para > 60 metros) (Fuente: NREL).

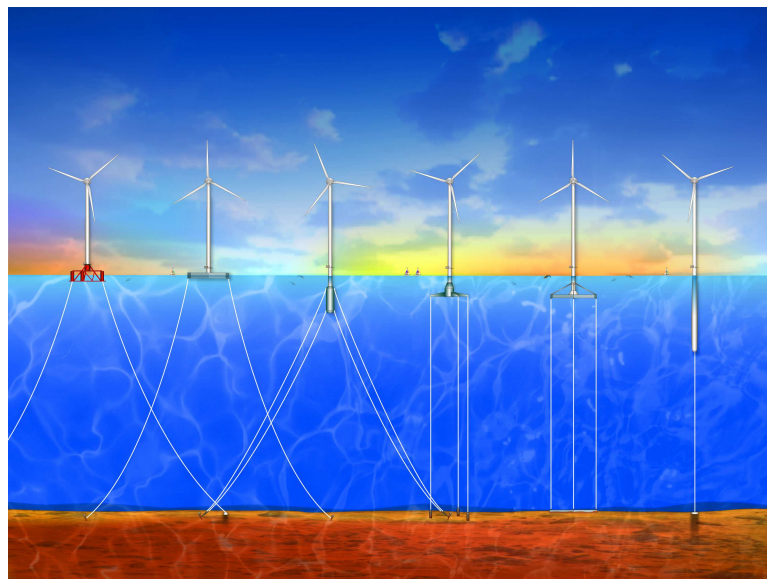


Figura 2.124. Esquema general de diferentes variantes de los tipos de diseños de plataformas flotantes para emplazamientos en aguas profundas (aptas para > 60 metros) (Fuente: NREL, DOE USA).

Se describen a continuación los diferentes diseños de plataformas flotantes existentes en la actualidad (hasta el año 2012), tanto los que se han instalado en parques eólicos Offshore como los que están en fase de desarrollo y ensayos de validación de prototipos (EWEA, IEC, DNV, NREL, DOE USA).

-Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado.

Concepto técnico: denominado *Ballast Stabilized “Spar Buoy”*, la plataforma flotante consiste en una estructura metálica en forma de tubo rellena con un balasto de material para ejercer la función de contrapeso y equilibrar la posición en operación del conjunto del aerogenerador. Se fija al fondo marino mediante tres cables tensionados los cuales son anclados al lecho marino mediante unos pilares insertados en el fondo del mismo. Sobre la parte superior de la estructura (unos metros sobre el nivel del mar) se monta la torre y el aerogenerador Offshore (ver Figura 2.125.). Este concepto de plataforma flotante está siendo desarrollado actualmente, bajo el nombre del proyecto Hywind, por la compañía noruega Statoil Hydro en colaboración con el fabricante de aerogeneradores SIEMENS: en junio de 2009 se ha instalado en Noruega un prototipo experimental con un aerogenerador Offshore de SWT 2,3 MW a 10 km de la costa y anclado a una profundidad de unos 230 metros, con un peso de unas 1500 toneladas (EWEA, The Wind Power).

Las principales características de este tipo de plataforma flotante (concepto “*Spar Buoy*”) son las siguientes:

- Profundidad de trabajo: este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de los 120 hasta los 700 metros.
- Ventajas:
 - Concepto apto para la instalación en parques eólicos Offshore de aguas muy profundas (hasta 700 metros) por lo que aporta una gran ventaja competitiva desde el punto de vista técnico.
 - En su construcción se utiliza menos acero que en otros modelos de plataformas tanto flotantes como fijas al fondo marino.
 - Bajo coste del sistema de anclaje al fondo marino.
 - No necesita preparación del lecho marino para su instalación.
- Desventajas:
 - Costes elevados de adquisición al no estar validado el desarrollo de la solución (está en fase de prototipos en 2010).
 - Elevada longitud de las líneas de cables.
 - No se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al no haber sido instalada previamente en parques eólicos Offshore: actualmente es un concepto y es un prototipo en fase de ensayos en el mar.



Figura 2.125. Esquema general del tipo de plataforma para aguas profundas: Tubo con balasto tensionado estabilizado (concepto Spar Buoy) del fabricante STATOIL HYDRO en el proyecto Hywind (Fuente: EWEA; STATOIL HYDRO).

-Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado (*Mooring Line Stabilized, Tension leg*).

Existen varios subtipos dentro de esta tipología de plataforma flotante. Se mencionan los modelos actualmente en fase de desarrollo experimental y de prototipos en fase de pruebas en emplazamientos marinos Offshore.

○ Plataforma flotante de tubo con balasto con anclaje rígido.

Concepto técnico: Spar/Tension leg. Esta plataforma pertenece al sub-tipo de plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado. La plataforma flotante está basada en un diseño que consiste en una torre de aerogenerador unida a una torre sumergida de estructura metálica de tubo rellena con un balasto en la parte inferior. El centro de gravedad se encuentra sumergido por debajo del centro de flotación lo que hace que el sistema permanezca estable ante las cargas del viento recibidas en la parte superior de la torre en el rotor. La estructura de la torre está anclada al lecho marino por medio de un único punto de anclaje por gravedad. Cuando el viento ejerce las cargas sobre el rotor la torre puede llegar a inclinarse entre 5 y 8°. Al inclinarse el rotor y la torre y al ser un diseño en posición barlovento (*Downwind*) el rotor se alinea con la dirección del viento. Si cambia la dirección del viento la estructura completa de la torre gira alrededor de un sistema giratorio situado en la parte inferior de la torre bajo el agua. Adicionalmente

dispone de un sistema de barras tensionadas, similares a las de los mástiles de los barcos de vela, con objeto de reducir las tensiones creadas en la torre permitiendo a esta soportar las masas de grandes aerogeneradores. Sobre la estructura superior de la torre se monta el aerogenerador Offshore (ver Figuras 2.126. y 2.127.).

Está siendo desarrollado actualmente por la compañía SWAY en colaboración con el fabricante de aerogeneradores AREVA y las empresas del sector petrolero Statkraft y Shell. Se ha diseñado para montarse con aerogeneradores en el rango entre 5 MW y 10 MW de potencia y modelos *Downwind* (el viento entra por la parte trasera de la nacelle evitando que con la flexión de las palas se pueda llegar a tocar la torre).

Las principales características de este tipo de plataforma flotante con concepto *Tension Leg* son las siguientes (EWEA, The Wind Power, Sway):

- **Profundidad de trabajo:** este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de los 80 hasta los 300 metros.
- **Ventajas:**
 - Apto para instalación en parques eólicos Offshore de aguas muy profundas (desde 80 hasta 300 metros) y a grandes distancias de la costa (más de 40 kilómetros), por lo que aporta una gran ventaja competitiva especialmente en profundidades mayores de 100 metros.
 - Por su tipología está diseñada y es apta para el montaje de grandes aerogeneradores (desde 5 a 10 MW).
 - En su construcción se utiliza menos acero que en otros modelos de plataformas.
 - Bajo coste del sistema de anclaje al fondo marino.
 - No necesita preparación del lecho marino al estar anclada por un solo punto.
 - Presenta ventajas medioambientales respecto a la explotación pesquera al existir una sola barra de unión al fondo marino.
- **Desventajas:**
 - Costes elevados de adquisición al no estar validado el desarrollo de la solución (está en fase de prototipos en 2012).
 - No se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al no haber sido instalada previamente en parques eólicos Offshore: actualmente es un concepto y es un prototipo en pruebas.

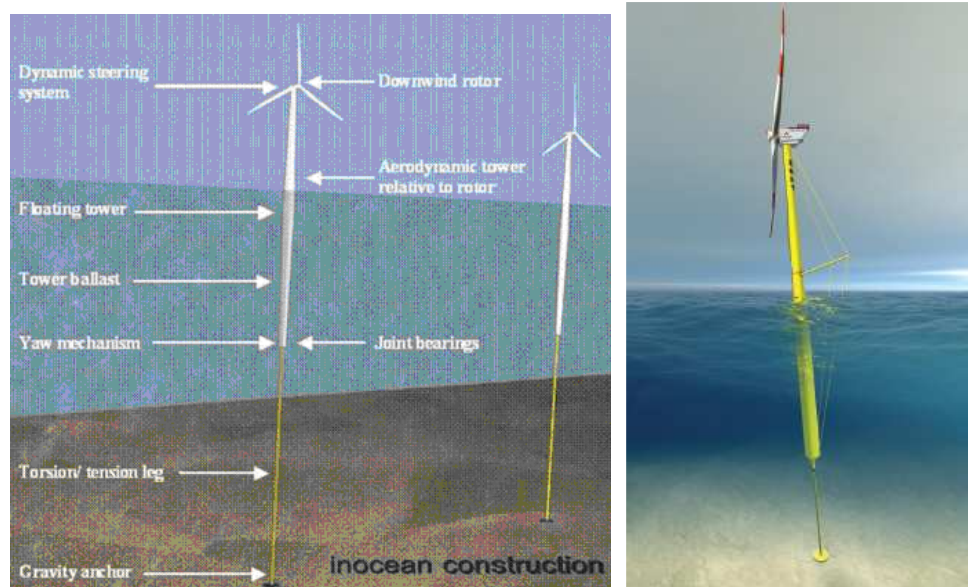


Figura 2.126. Esquema general del tipo de diseño de plataforma flotante para aguas profundas (> 60 metros) con torre semi-sumergida con balasto de anclaje rígido y tensionado al fondo marino (modelo SWAY) (Fuente: SWAY, Inocean).



Figura 2.127. Simulación de un parque eólico Offshore con aerogeneradores del tipo de diseño de plataforma flotante con torre semi-sumergida con balasto de anclaje rígido y tensionado al fondo marino (Fuente: SWAY).

○ Plataforma flotante semi-sumergible con anclaje tensionado.

Concepto técnico: “*Mooring Line Stabilized*”. Esta plataforma pertenece al sub-tipo de plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado. La plataforma flotante consiste en una estructura metálica tubular compuesta de tubos verticales y horizontales y un cilindro central semi-sumergido que ejerce de centro de masas, con un diseño basado en la experiencia técnica previa de las plataformas marinas petrolíferas. Esta estructura de tubos ejerce unas fuerzas verticales hacia arriba que la hacen flotar compensando las fuerzas del peso de la propia plataforma y del peso del aerogenerador Offshore. Adicionalmente la plataforma está anclada al fondo marino mediante cables tensionados unidos a un contrapeso sujeto por medio de anclajes al fondo marino. Sobre la estructura superior de la estructura (unos metros sobre el nivel del mar) se monta el aerogenerador Offshore (ver Figura 2.128.).

Hay un proyecto con este concepto de plataforma flotante que está siendo desarrollado actualmente por la compañía holandesa Blue: en 2009 se ha instalado en Italia un prototipo experimental con un aerogenerador de 2,3 MW con dos palas, a 10,6 millas náuticas de la costa y a una profundidad de 113 metros (ver Figura 2.129.). Las principales características de este tipo de plataforma flotante (concepto: “*Mooring Line Stabilized*”) son las siguientes (EWEA, NREL):

- **Profundidad de trabajo:** este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de los 30 hasta los 300 metros.
- **Ventajas:**
 - Modelo apto para instalación en parques eólicos Offshore de aguas muy profundas (desde 30 hasta 300 metros) y a distancias superiores a 15 km de la costa, por lo que aporta una gran ventaja competitiva.
 - En su construcción se utiliza menos acero que en otros modelos de plataformas (Peso estimado de 800 toneladas para aerogeneradores de 5 MW).
 - El montaje de la plataforma se realiza en tierra y se transporta montada en el barco hasta el emplazamiento marino.
 - Se ha diseñado para aerogeneradores Offshore de dos palas con las ventajas adicionales de coste que implica.
 - No necesita preparación del lecho marino.
- **Desventajas:**
 - Costes elevados de adquisición al no estar validado el desarrollo de la solución (está en fase de prototipos en 2012).
 - Cargas de tensión de los cables tensionados al fondo marino: riesgos potenciales de sobrecargas y fallos por fatiga.
 - Modelo de plataforma no apto para aguas poco profundas.
 - No se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al no haber sido instalada previamente en parques eólicos Offshore: actualmente es un concepto y es un prototipo en pruebas.



Figura 2.128. Esquema general del tipo de diseño de plataforma flotante semi-sumergible con anclaje tensionado estabilizado Mooring Line Stabilized (Fuente: EWEA, NREL).



Figura 2.129. Imágenes de un prototipo del tipo de diseño de plataforma flotante semi-sumergible con anclaje tensionado estabilizado “Mooring Line Stabilized”, proyecto Modelo Blue H (Fuente: EWEA; BLUE H).

Otro diseño similar a nivel conceptual dentro del sub-tipo de plataformas flotantes semi-sumergibles con anclaje tensionado estabilizado (concepto “*Mooring Line Stabilized*”) se muestra en la Figura 2.130., el cual corresponde al modelo denominado TRI-FLOATER. Su diseño consiste en términos generales en una plataforma metálica de tres tubo verticales flotantes y que están sujetos a fuerzas de tensión hacia el lecho del mar mediante tres cables, anclados al fondo marino, y tensionados al mismo por medio de anclajes con pilotes por succión (EWEA).



Figura 2.130. Simulación del concepto de plataforma flotante TRI-FLOATER semi-sumergible con tensionado rígido al fondo marino mediante tres cables (Fuente: EWEA).

-Plataforma flotante en superficie estabilizada.

Concepto técnico: “*Buoyancy stabilized / Barge*”. Esta plataforma pertenece al sub-tipo de Plataforma flotante semi-sumergible en superficie estabilizada. El concepto técnico consiste en una estructura metálica (de configuración tubular o de otra geometría tal como un paralelepípedo hueco) la cual se constituye en una plataforma semi-flotante sobre el mar (parte de la estructura se encuentra sumergida y el principio de flotación está basado en el concepto de los barcos semi-sumergibles). Esta plataforma no está anclada de forma rígida al lecho marino sino que dispone de unos cables sin tensionado los cuales están fijados al fondo marino mediante pilotes anclados. Al no existir tensión en los cables de unión al fondo marino la plataforma puede tener un movimiento por efecto del oleaje, lo cual genera un ángulo de inclinación en el aerogenerador Offshore durante su operación. Sobre la estructura superior de la estructura se monta el aerogenerador Offshore (Figura 2.131.).

Las principales características de este tipo de plataforma semi-sumergible en superficie estabilizada (concepto: “*Buoyancy stabilized / Barge*”) son las siguientes (CENER, EWEA):

- **Profundidad de trabajo:** este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de los 50 hasta los 300 metros.
- **Ventajas:**
 - Modelo apto para instalación en parques eólicos Offshore de aguas profundas (desde 50 hasta 300 metros) y a distancias superiores a 15 km de la costa, por lo que aporta una gran ventaja competitiva.
 - En su construcción se utiliza menos acero que en otros modelos de plataformas.
 - El montaje de la plataforma se realiza en tierra y se transporta montada en el barco.
 - Facilidad de montaje de los anclajes al lecho marino.
 - No necesita preparación del lecho marino.
- **Desventajas:**
 - Complejidad Técnica: presenta alta complejidad en cuanto al diseño y fabricación del sistema tubular debido a la geometría.
 - Costes elevados de adquisición al no estar validado el desarrollo de la solución (está en fase de prototipos en 2012).
 - Modelo de plataforma no apto para aguas poco profundas.
 - No se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al no haber sido instalada previamente en parques eólicos Offshore: actualmente es un concepto y es un prototipo en pruebas.



Figura 2.131. Simulación de un parque eólico Offshore con el concepto de plataforma flotante semi-sumergible en superficie estabilizada, ancladas sin tensionado rígido al fondo marino “Buoyancy stabilized / Barge” (Fuente: CENER).

Dentro de este sub-tipo de plataforma flotante semi-sumergible en superficie estabilizada se están desarrollando en el presente varios proyectos con este diseño por parte de diferentes compañías. Se indica a continuación una breve descripción técnica de estos diseños conceptuales en fase de prototipos:

Diseño Conceptual de plataforma semi-sumergible modelo WINDFLOAT: el diseño de la plataforma flotante semi-sumergible en superficie estabilizada WINDFLOAT consiste en una estructura metálica de tipo tubular, con tres columnas tubulares unidas entre sí con la base plana y barras rigidizadoras en cada una de ellas con objeto de facilitar la flotación y la estabilidad de la plataforma flotante. Sobre una de las columnas se monta un aerogenerador Offshore en posición *Upwind* (barlovento) para posicionarse hacia la dirección del viento y tratar de reducir la actuación del sistema de giro. La plataforma flotante es semi-sumergible, reproduciendo el sistema de los barcos semi-sumergibles, y para evitar la deriva en el mar dispone unos cables sin tensionado que se anclan por un extremo a cada una de las tres columnas de la plataforma, y por el otro extremo al fondo marino mediante un anclaje con pilotes insertados (ver Figura 2.132.). El sistema se ha diseñado para poder montar sobre la estructura superior de la plataforma flotante aerogeneradores Offshore de gran potencia desde 3,6 MW hasta 10 MW y la aplicación de este tipo de diseño es para emplazamientos de parques Offshore con profundidades del mar superiores a los 50 metros.

El diseño y la posterior fase de construcción de prototipos ha sido desarrollado por la compañía PRINCIPLE POWER y el diseño conceptual lo ha realizado la empresa Marine Innovation & Technology bajo el nombre de proyecto WINDFLOAT (Recharge). En 2012 se ha instalado el primer prototipo de plataforma submarina semi-sumergible modelo WINDFLOAT, a unas 215 millas de la costa de Portugal en el océano atlántico donde se ensayará durante un periodo de tiempo superior a un año. El prototipo (ver Figura 2.133.) incorpora un aerogenerador del fabricante Vestas V80 de 2.0 MW (Recharge, Vestas).

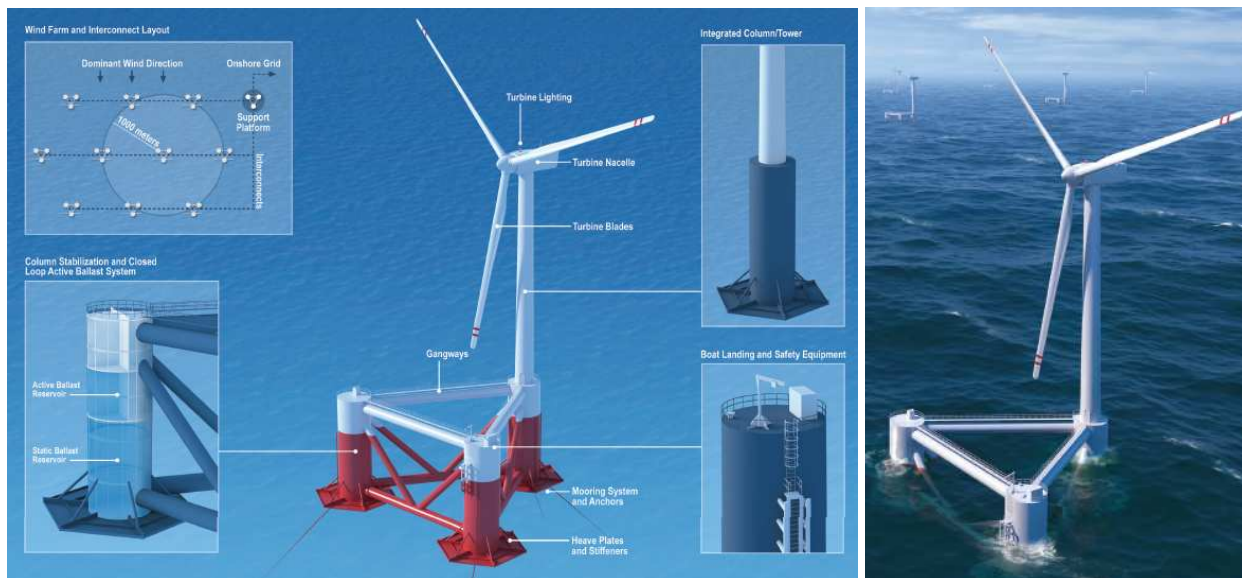


Figura 2.132. Esquema general y simulación del concepto de plataforma flotante semi-sumergible WINDFLOAT anclada mediante tres cables sin tensionado al fondo marino (Fuente: Principle Power; RECHARGE).



Figura 2.133. Prototipo del concepto de plataforma flotante semi-sumergible WINDFLOAT anclada mediante tres cables sin tensionado al fondo marino, instalado en las costas de Portugal (Fuente: Vestas; Recharge).

Diseño Conceptual de plataforma semi-sumergible modelo WINDSEA: este concepto de diseño de la plataforma flotante semi-sumergible en superficie estabilizada WINDSEA se basa en la experiencia previa en la fabricación de las plataformas petrolíferas. El diseño conceptual básico consiste en una plataforma flotante de estructura metálica semi-sumergible, basada en el principio de flotación de los barcos semi-sumergibles, sobre la que se montan 3 aerogeneradores Offshore, los cuales pueden ser del tipo *Upwind* o *Downwind* (ver Figura 2.134. y 2.135.). El diseño conceptual se ha iniciado con aerogeneradores de 3,6 MW, con 104 metros de diámetro de rotor y una potencia total de 10,8 MW por plataforma (Recharge, The Wind Power). La plataforma flotante se compone de una estructura metálica de tipo tubular, con tres columnas unidas mediante vigas y estructuras metálicas tubulares transversales tanto entre las tres columnas como con una torreta central formando de esta manera una estructura de geometría triangular. La plataforma se ancla al fondo marino mediante 3 líneas de cables (cada una con 2 cables) sin tensionar que confluyen en una torreta central, situada en la parte inferior sumergida de la estructura metálica, lo cual permite a la plataforma girar sobre sí misma y poder orientarse siempre en la dirección óptima del viento (el sistema cumple con la normativa ISO y DNV relativa a la resistencia sin deriva en caso de ruptura de una línea “*One line rupture without drifting off*”). Debido a esta capacidad de giro de la plataforma, por medio del sistema de giro articulado en la torreta central, los aerogeneradores se montan en una posición fija lo que permite eliminar el sistema de giro en los mismos con la consiguiente reducción de costes. Debido a que la plataforma es de forma triangular y al efecto de

sombra del viento de los dos primeros aerogeneradores sobre el tercero, la torre de este tercer aerogenerador tiene mayor altura para poder captar el viento que le correspondería. En operación y con vientos de hasta 35 m/s la plataforma puede inclinarse desde 4,3 ° hasta 9,5° cumpliendo los requisitos de DNV relativos a la estabilidad de la plataforma en condiciones de trabajo.

La aplicación de este tipo de diseño de plataforma flotante es para emplazamientos de parques Offshore con profundidades del mar superiores a los 50 metros. El concepto, el diseño y la posterior fase de construcción de prototipos de esta plataforma flotante del tipo semi-sumergible está siendo desarrollado actualmente por la compañía WINDSEA: dos empresas colaboran en el desarrollo de las plataformas, FORCE Technology Norway y NLI, ambas con experiencia en el sector del gas y del petróleo (Recharge, The Wind Power, Windsea).

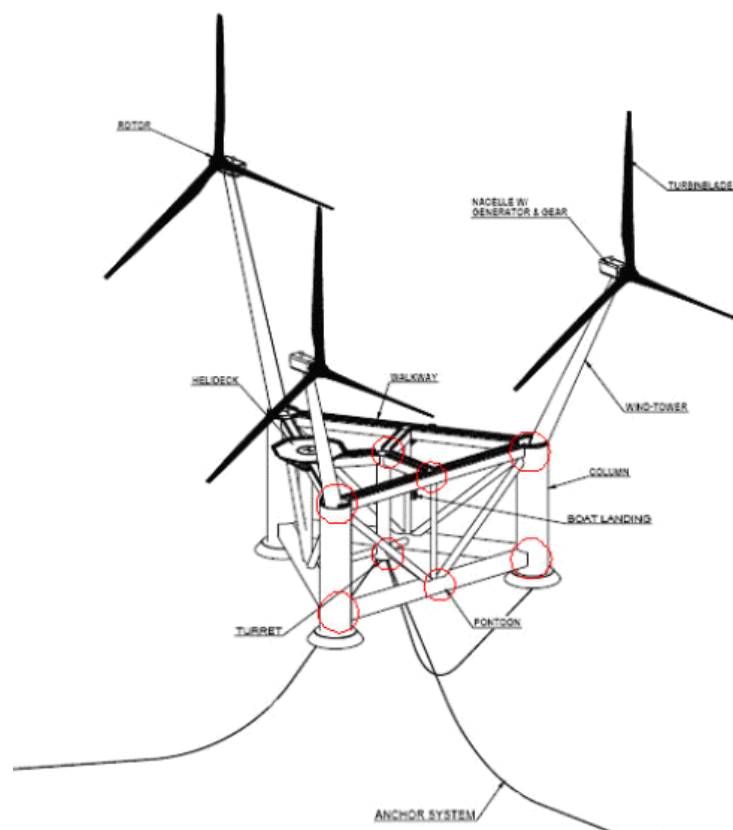


Figura 2.134. Esquema general del tipo de diseño de plataforma flotante metálica semi-sumergida y sin tensionado al fondo marino, modelo de la compañía WINDSEA (Fuente: WINDSEA).



Figura 2.135. Simulación del tipo de diseño de plataforma flotante metálica semi-sumergida y sin tensionado al fondo marino, modelo de la compañía WINDSEA (Fuente: WINDSEA).

Las principales características de este tipo de plataforma flotante semi-sumergible y sin tensionado (concepto de la compañía WINDSEA) son las siguientes (Windsea, Recharge):

- Profundidad de trabajo: este modelo es adecuado para profundidades del fondo marino en el rango de los 50 hasta los 300 metros.
- Ventajas:
 - Apto para instalación en parques eólicos Offshore de aguas muy profundas (desde 50 hasta 300 metros) y a grandes distancias de la costa (más de 40 kilómetros), por lo que aporta una gran ventaja competitiva.
 - Por su tipología está diseñada y es apta para el montaje de tres aerogeneradores Offshore simultáneamente, lo que genera una ventaja en costes de instalación y de explotación.
 - Las torres de los aerogeneradores Offshore pueden ser integradas en la fabricación de la plataforma y ser transportadas ya montadas al emplazamiento marino.
 - Alineamiento automático y giro de la plataforma en la dirección del viento mediante el sistema giratorio de la torreta central.
 - Diseño escalable en dimensiones en función del tamaño de los aerogeneradores Offshore.
 - No necesita preparación del lecho marino al estar anclada al mismo por tres cables sin tensionar.
 - El montaje de la plataforma se realiza en tierra y se transporta montada en el barco: posteriormente se conecta a los cables de anclaje al fondo marino y está lista para el funcionamiento.
 - Facilidad de montaje de los anclajes al lecho marino.
 - Mantenimiento flexible: plataforma con espacio para operaciones de mantenimiento que además se puede desconectar de los cables de anclaje y ser transportada a tierra para mantenimiento si es necesario.
- Desventajas:
 - Presenta unos costes elevados de adquisición al no estar validado el desarrollo de la solución (está previsto que se fabriquen prototipos en 2013).
 - No se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al no haber sido instalada previamente en parques eólicos Offshore. Actualmente es un concepto y un prototipo en fase de pruebas.

-Otros diseños conceptuales de plataformas flotantes.

En el sector de aerogeneradores Offshore, debido al potencial de desarrollo previsto para los próximos años se continúa explorando el área de las plataformas marinas que soportan los aerogeneradores Offshore en los emplazamientos marinos. En la actualidad existen, aparte de los conceptos y modelos de diseño expuestos previamente en este capítulo, diferentes líneas de investigación y desarrollo de plataformas para su aplicación en aerogeneradores Offshore. Considerando la evolución de la técnica y valorando la posibilidad de la presentación de diseños alternativos en los próximos años, en la fase de redacción de la presente tesis doctoral se consideran los diseños conceptuales de plataformas marinas que se exponen a continuación.

○ Plataforma fija con trípode desmontable: modelo “Titan Foundation”.

Concepto técnico: Es una plataforma flotante para el transporte hasta el emplazamiento marino, pero en cuanto a tipología es una plataforma flotante semi-sumergible con anclaje tensionado estabilizado (concepto “*Mooring Line Stabilized*”) fijada al fondo marino. Consiste en una base formada por una estructura metálica de tipo tubular conformando una geometría en la base con forma de Y, y las columnas con forma de trípode (3 estructuras tubulares en disposición vertical unidas a la base en forma de Y). La base en forma de Y de la plataforma aloja los servicios de la plataforma tales como control eléctrico y sistemas de elevación de los tubos; es de tipo flotante lo que le permite ser transportada en el mar por medio de un barco de arrastre hasta la posición del emplazamiento (con los pilares en posición sobre el nivel del mar). Los tubos verticales que conforman el trípode son retráctiles y se clavan directamente en el lecho del fondo marino (entre 10 y 20 metros aproximadamente) previa preparación del mismo. Los extremos de los trípodes están especialmente diseñados y dimensionados para clavarse en el fondo marino y ser capaces de resistir los movimientos de las corrientes marinas y mantener estable la plataforma en cualquier tipo de oleaje. La estructura central en forma de Y queda elevada sobre el mar apoyada sobre los trípodes y sobre la misma se monta el aerogenerador Offshore (ver Figura 2.136.).

El concepto, el diseño y la posterior fase de construcción de prototipos de esta plataforma está siendo desarrollado actualmente por la compañía americana “*Offshore Wind Power Systems of Texas*”. Las principales características de este tipo de plataforma flotante semi-sumergible (concepto Titan Foundation) son las siguientes (Recharge):

Ventajas:

- Es una plataforma flotante desde el punto de vista del transporte hasta el emplazamiento marino: requiere barcos de arrastre convencionales en lugar de barcos especiales de transporte.
- La principal novedad conceptual reside en que la plataforma de tipo trípode se transporta completamente montada al emplazamiento y posteriormente se enclava en el fondo marino previa preparación del mismo.
- Es desmontable, pudiéndose transportar a un nuevo emplazamiento si es necesario. Por parte de la compañía que lo ha diseñado, el concepto se denomina *Mobile Self-Installing Platform-MSIP* (Plataforma móvil auto instalable).
- Diseñada para aguas poco profundas e intermedias hasta 60 metros.

• Desventajas:

- Presenta unos costes elevados de adquisición al no estar validado el desarrollo de la solución (está previsto que se fabriquen prototipos en 2013).
- No se dispone de experiencia previa en este modelo de plataforma al no haber sido instalada previamente en parques eólicos Offshore. Actualmente es un concepto y un prototipo en fase de pruebas.
- Diseño inicial apto para aguas poco profundas lo que limita su campo de aplicación en emplazamientos de aguas profundas y alejados de la costa.



Figura 2.136. Simulación del diseño conceptual de plataforma móvil y auto-instalable (modelo Titan Foundation) (Fuente: Offshore Wind Power Systems of Texas)

○ Plataforma fija Jacket: modelo “Twisted Foundation”.

Concepto técnico: Es una plataforma fija del tipo *Jacket* con estructura metálica en celosía, pero con las barras de apoyo al lecho marino retorcidas alrededor del eje vertical (“*Twisted*”). El diseño y los primeros prototipos han sido desarrollados por la empresa Keystones Engineering (ver Figura 2.137.) en un consorcio junto a DONG Energy (Dinamarca) y Carbon Trust. Este diseño se ha probado con éxito en mástiles meteorológicos Offshore y presenta unas importantes reducciones de costes de inversión en su aplicación para parques Offshore con profundidades de entre 25 y 60 m (Wind Energy Update).



Figura 2.137. Simulación del concepto de diseño de plataforma fija Jacket Twisted (Fuente: Wind Energy Update).

○ Otros modelos conceptuales de plataformas fijas y flotantes.

En las Figuras 2.138. y 2.139. se muestran diferentes modelos conceptuales de plataformas marinas para aerogeneradores Offshore, las cuales son en algunos casos variantes de los modelos anteriormente descritos en el presente apartado y en otros casos son conceptos nuevos (EWEA).



Figura 2.138. Simulación de diferentes conceptos de diseño de plataforma flotantes fijas y semi-sumergible en superficie estabilizada en fase de desarrollo (Fuente: EWEA).

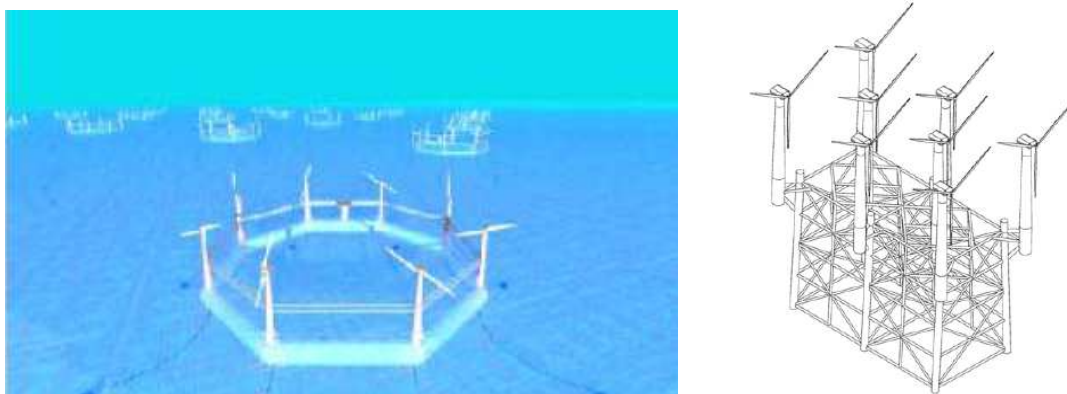


Figura 2.139. Simulación de diferentes conceptos de diseño de plataforma flotantes fijas y semi-sumergible en superficie estabilizada en fase de desarrollo (Fuente: EWEA).

En la Figura 2.140. como ejemplo , se muestra un diseño conceptual de una plataforma flotante aplicada a un aerogenerador Offshore de eje vertical (VAWT: *Vertical Axis Wind Turbine*), el cual está en fase de diseño y desarrollo por parte de un consorcio liderado por el laboratorio danés Risoe y la compañía americana DeepWind (The Wind Power).

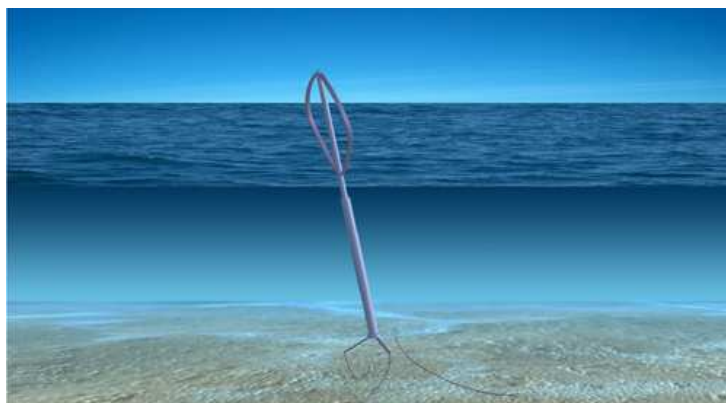


Figura 2.140. Simulación de un concepto de diseño de plataforma flotantes fijas con un aerogenerador Offshore de eje vertical en fase de desarrollo (Fuente: Risoe, DeepWind).

Los datos técnicos de las plataformas de la Figura 2.138., 2.139. y 2.140. están actualmente en desarrollo por parte de varias compañías a nivel internacional, por lo que no se dispone de información de detalle de los mismos.

2.3.4.1.2. Otros componentes diferenciales de los aerogeneradores Offshore.

Adicionalmente a las plataformas y cimentaciones marinas analizadas en el punto anterior, existen otros aspectos técnicos diferenciales entre un aerogenerador Offshore y uno terrestre Onshore. Se describen a continuación, de manera genérica dado que algunos de ellos no están dentro del alcance de la presente tesis, los principales sistemas y características técnicas específicas de los aerogeneradores Offshore (TU Delft, fabricantes de aerogeneradores).

- Sistema de tratamiento del aire. El aerogenerador Offshore instalado en el entorno medioambiental marino debe disponer de un sistema de tratamiento del aire ubicado en el interior de la torre y de la nacelle, y generalmente se utiliza un sistema de presurización interno mediante juntas de sellado para evitar el ingreso de aire marino. El objeto es evitar que la corrosión afecte a la maquinaria, a la electrónica y a las partes metálicas. Existen diferentes sistemas de tratamiento de aire utilizados en función de los fabricantes de aerogeneradores.
- Plataforma de helipuerto: es una estructura metálica instalada en la parte superior de la nacelle cuya función es permitir que personal de mantenimiento pueda acceder al aerogenerador desde helicópteros, cumpliendo la legislación de seguridad marítima para operaciones en el mar.
- Balizamiento: existen requisitos específicos de las autoridades marítimas en los diferentes países que pueden requerir la utilización de balizamientos especiales en la nacelle, alrededor de la torre y en boyas flotantes.
- Protección contra la corrosión: las condiciones de trabajo de un aerogenerador Offshore están supeditadas al clima y a las condiciones meteorológicas del océano, condiciones de salinidad y humedad del aire. En un aerogenerador Offshore son necesarios requisitos de alta protección contra la corrosión para garantizar el funcionamiento de la maquinaria del aerogenerador y de sus componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos. Las principales normativas que se utilizan están de acuerdo a los estándares ISO y DNV, los cuales se indican en el capítulo de bibliografía.
- Protección contra el ingreso de partículas (Grado IP): son necesarios requisitos de grado de protección para garantizar el funcionamiento del aerogenerador y de sus componentes. Se utilizan para ello filtros y sistemas de sellado como juntas o cierres metálicos.
- Cargas de diseño específicas para vientos constantes: los aerogeneradores Offshore deben ser diseñados para funcionamiento en régimen de vientos constantes, con requerimientos específicos de cargas mecánicas y de resistencia a vida del aerogenerador y de sus componentes.
- Diseño específico componentes para ambiente marino: el diseño específico de componentes y sub-componentes para el funcionamiento en entornos medioambientales marinos son de aplicación a las diferentes tecnologías (mecánica, eléctrica, electrónica, hidráulica, etc.) y componentes críticos como palas, torres, estructura mecánica, componentes eléctricos y electrónicos, multiplicadora, cables, etc.
- Cable submarino: con objeto de garantizar la conexión a la red terrestre: se requieren diseños especiales de tipo de cable de conexión submarina y de transporte de corriente hasta la conexión a la red en la costa y las correspondientes acometidas.
- Plataforma con subestación de transformación: es anexa al parque Offshore y está situada en el mismo emplazamiento marino con objeto de realizar la conexión eléctrica desde los distintos aerogeneradores del parque hasta la subestación y desde esta realizar la conexión a la red de transporte marina y finalmente a la red eléctrica terrestre en la costa.

En el apartado 2.4.3. Características técnicas de los aerogeneradores Offshore y en los anexos del capítulo 2, se desarrollan más en detalle los conceptos técnicos y las características técnicas de detalle de los aerogeneradores Offshore.

2.3.4.2. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: procesos de montaje y de fabricación de los componentes principales.

Los aerogeneradores Offshore en cuanto a montaje interno de la nacelle, torre y palas no presentan diferencias sustanciales con respecto a los aerogeneradores Offshore salvo el montaje de algunos sistemas y componentes específicos (sistema de tratamiento de aire, sistemas de sellado, estructura metálica de helipuerto y balizamiento). Sin embargo en lo relativo a la tipología de los puertos de embarque, al transporte de los componentes principales del aerogenerador Offshore (palas, nacelle, torre, subestructura de cimentación) desde el puerto de embarque hacia el emplazamiento marino, así como en lo relativo a las operaciones de instalación en el parque Offshore sí que existen grandes diferencias respecto a los aerogeneradores Onshore. En los próximos apartados se presentan los principales aspectos diferenciales que afectan tanto al área de transporte como a la de montaje del aerogenerador Offshore en el parque eólico marino.

2.3.4.2.1. Barcos de transporte, sistemas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore.

Los diferentes tipos de barcos de transporte e instalación de componentes de aerogeneradores Offshore, las plataformas auxiliares de montaje utilizadas en el emplazamiento marino, así como las instalaciones portuarias donde se llevan a cabo pre-montajes de aerogeneradores y donde se organiza la carga y el transporte de los mismos, aunque no se pueden considerar como componentes de los aerogeneradores Offshore, constituyen un factor diferencial muy importante respecto a los aerogeneradores instalados en tierra (modelos Onshore) y los medios utilizados en su transporte e instalación. En el presente apartado se procede a describir de manera general y sintetizada los principales tipos de barcos y sistemas auxiliares utilizados en la instalación de parques eólicos con aerogeneradores Offshore, así como sus principales características.

En la Figura 2.141. se presenta, como referencia, un esquema general de la cadena de suministro necesaria para llevar a cabo la instalación de un parque eólico Offshore, cuyos principales componentes son los siguientes (A2SEA):

- Transporte en tierra de los sub-componentes del aerogenerador Offshore: nacelle, torre, palas, plataforma de cimentación, pieza de transición, etc.
- Elementos logísticos ubicados en el puerto: grúas, muelles de carga, almacenes de componentes, etc.
- Barcos de transporte de componentes.
- Barcos de transporte del personal de instalación y montaje del parque eólico Offshore.
- Barcos con función de plataforma para el montaje en el mar de los aerogeneradores Offshore y para la instalación de plataformas meteorológicas de recepción de datos del emplazamiento.
- Plataformas auxiliares de montaje.
- Grúas de instalación y montaje: pueden formar parte del equipamiento de los barcos de montaje y se operan desde la cubierta de los mismos.
- Barcos auxiliares: son de tamaño reducido e incorporan elementos de acceso a los aerogeneradores para las intervenciones en caso de averías y mantenimiento.

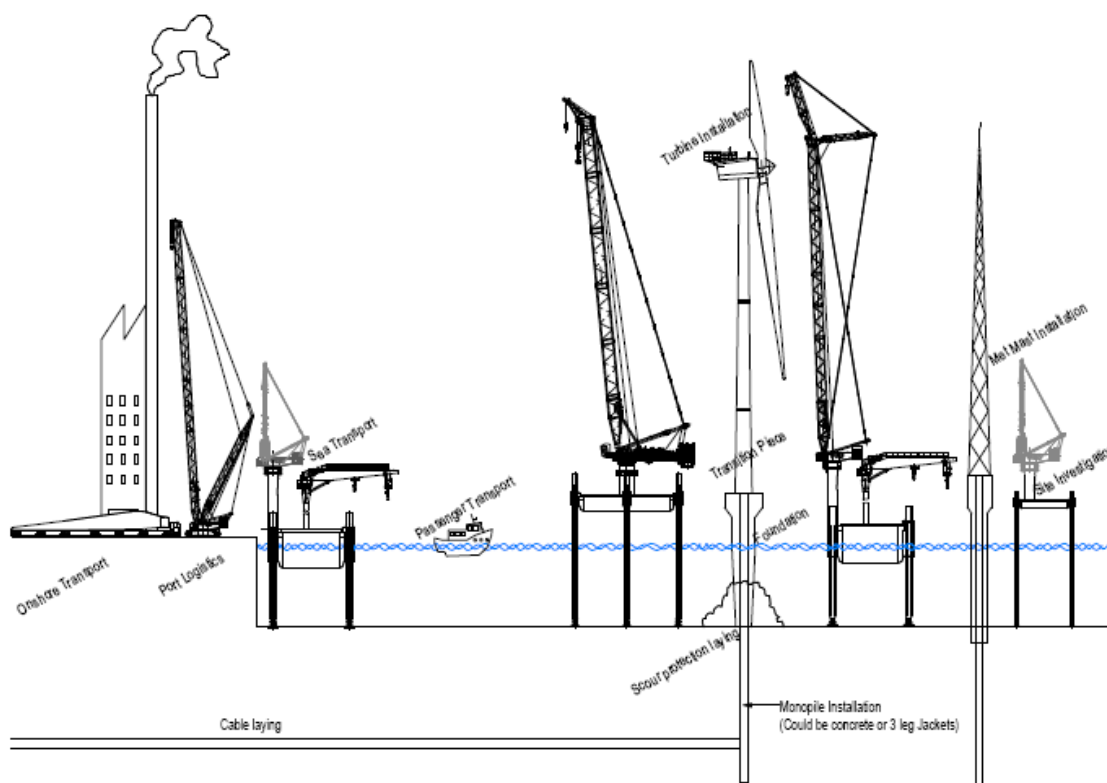


Figura 2.141. Esquema general de los principales sistemas y elementos de instalación de la cadena de suministro de un parque eólico Offshore (Fuente: Nedergaard, A2SEA).

Los barcos de transporte e instalación utilizados en el sector eólico Offshore, así como los sistemas auxiliares de instalación, presentan una serie de características técnicas definidas por la especificidad del montaje de aerogeneradores Offshore y de los emplazamientos marinos. Los principales condicionantes que deben cumplir estos barcos de transporte e instalación y los sistemas auxiliares de instalación para poder ser utilizados en las operaciones de transporte y montaje en los parques eólicos Offshore son los siguientes (EWEA; Carnell, J.; Nedergaard, A2SEA; MPI Offshore):

- Capacidad de los barcos de transporte e instalación para trabajar en los rangos de profundidad de las aguas requeridos por el emplazamiento Offshore. Los rangos de profundidad de las aguas para los emplazamientos de parques eólicos Offshore son los siguientes:
 - Aguas poco profundas: hasta 20 metros de profundidad.
 - Aguas de profundidad media: hasta 60 metros de profundidad.
 - Aguas profundas: a partir de 60 metros de profundidad.
- Capacidad de los barcos de transporte e instalación para trabajar a varios kilómetros de distancia de la costa y en mar abierto.
- Disponibilidad de equipamiento auxiliar (grúas, martillos de montaje de plataformas, equipamiento de instalación de cables submarinos, etc.) necesario para la carga, descarga e instalación en el parque marino de los componentes de los aerogeneradores Offshore, de los aerogeneradores pre-montados en el puerto o del montaje del aerogenerador completo (nacelle, torre, palas, cables submarinos) en una sola operación, de los cables de transporte de energía a tierra, montaje de plataformas marinas, etc.
- Capacidad de los barcos de transporte e instalación para trabajar en un elevado número de operaciones diarias y durante largos periodos de varios días en el emplazamiento marino, debido a que las operaciones de instalación de aerogeneradores en el mar son procesos repetitivos.
- Versatilidad de los barcos de transporte e instalación para poder instalar diferentes modelos de aerogeneradores Offshore (diferentes tamaños y dimensiones, potencias, diámetros de rotor, pesos, etc.) y de plataformas marinas (fijas y ancladas al fondo marino o flotantes).
- Sistemas de anclaje al fondo marino de los barcos de instalación durante las operaciones de montaje de los aerogeneradores en el parque eólico marino.

- Capacidad de las grúas para elevación de grandes pesos en función de los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore y de plataformas marinas.
- Disponibilidad del suficiente espacio de trabajo en las cubiertas de los barcos para la manipulación de componentes, sub-montajes de componentes. Adicionalmente el personal de instalación de aerogeneradores y la propia tripulación del barco deben disponer de los medios de alojamiento necesarios para desarrollar su trabajo durante prolongados periodos de tiempo.
- Costes: efectividad de la relación entre los costes totales por MW y los tiempos de transporte, tiempos de manipulación, tiempos de operaciones de sub-montajes y de instalación de los aerogeneradores.
- Principales características técnicas de los barcos y plataformas auxiliares: rango de operación en profundidad de las aguas; máxima elevación de peso de las grúas (toneladas); precisión de elevación; dimensiones; rendimiento; tipo de configuración (barco de transporte, barco de instalación, plataforma auxiliar de instalación); capacidad máxima en número de personal de operación alojado en el barco o plataforma de instalación; limitaciones oceanográficas y meteorológicas; riesgos técnicos y disponibilidad comercial.

En función de los condicionantes anteriores y de los requisitos propios de la instalación de los aerogeneradores Offshore en los parques eólicos marinos, se describen a continuación las diferentes tipologías de barcos y de plataformas auxiliares de montaje (A2SEA; MPI Offshore, EWEA):

Barcos de exploración: son barcos de reconocimiento y exploración de los fondos marinos con objeto de recopilar datos geológicos y técnicos para iniciar la preparación de la instalación del parque marino. Adicionalmente se utilizan para realizar evaluaciones de impacto medioambiental previas y posteriores a la instalación del parque eólico marino. Son barcos de pequeño y mediano tamaño.

Barcos de transporte de componentes y de aerogeneradores Offshore: son barcos preparados para el transporte de múltiples componentes de aerogenerador y de aerogeneradores Offshore completamente montados. Descargan los componentes o los aerogeneradores, o plataformas de cimentación por medio de varias grúas en las plataformas auxiliares de instalación donde se procede al montaje de los mismos sobre las plataformas marinas (ver Figuras 2.142. y 2.143.). No son aptos para la instalación de aerogeneradores en el parque Offshore al no disponer de estabilidad y no estar anclados al fondo.



Figura 2.142. Barco de transporte de aerogeneradores Offshore y de componentes (Fuente: A2SEA).

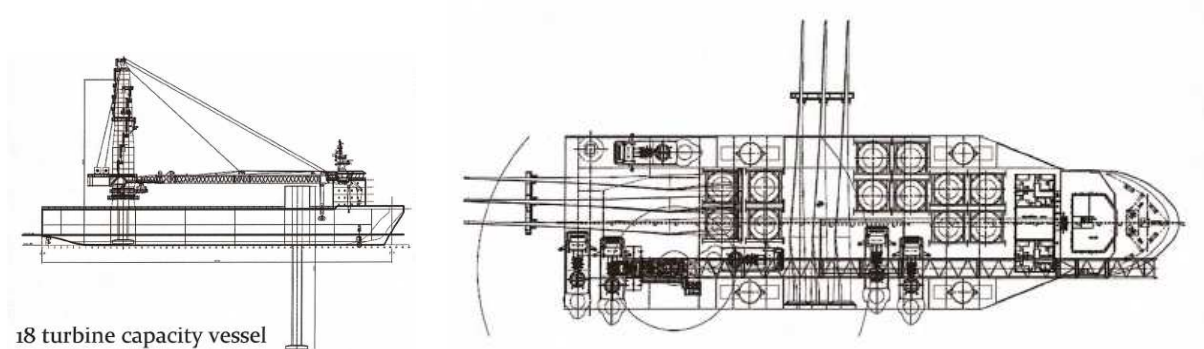


Figura 2.143. Barcos de transporte de aerogeneradores Offshore y de componentes para 18 y 8 aerogeneradores respectivamente (Fuente: Advanced Offshore Solutions Aps).

Barcos de instalación de componentes y de aerogeneradores Offshore (ver Figura 2.144.): son barcos preparados para el transporte de múltiples componentes de aerogenerador y de aerogeneradores Offshore parcialmente o completamente montados. Una vez en el emplazamiento son anclados al fondo marino mediante pilotes o estructuras metálicas (tipo *Jacket*) y llevan a cabo las operaciones de instalación: de las plataformas marinas de cimentación de los aerogeneradores; realizan las operaciones de instalación y montaje de los componentes (palas, torres, nacelles, rotor) o de los aerogeneradores sobre las plataformas marinas de cimentación (A2SEA).



Figura 2.144. Barco de transporte e instalación de aerogeneradores Offshore (Tipo semi-Jacket) (Fuente: A2SEA y BARD).

Estos barcos con una columna de apoyo y grúa (*Leg-stabilized crane vessel*) son barcos convencionales adaptados para las operaciones de parques Offshore y fijados al fondo marino mediante pilotes o columnas metálicas. Disponen de grúas fijas (ver Figura 2.145.) para realizar operaciones de instalación hasta profundidades de 24 m como máximo y solo existen unas pocas unidades en operación (A2SEA).



Figura 2.145. Barcos con una columna de apoyo y grúa (*Leg-stabilized crane vessel*) para transporte e instalación de aerogeneradores Offshore (Fuente: A2SEA).

Plataformas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore: constituyen una tipología de embarcaciones y de plataformas de montaje, las cuales se utilizan para realizar las operaciones de instalación de los aerogeneradores Offshore y sus componentes en el mar o bien como soporte a las mismas. La tipología de estas plataformas auxiliares engloba a los barcos denominados barcos plataformas tipo “*Jack-Up*”, cuyas principales características son las siguientes (EWEA, A2SEA, Advanced Offshore Solutions): son del tipo barcaza *Jack-Up* de transporte e instalación con grúas incorporadas, con capacidad de elevación de diferentes tonelajes y dotadas con elementos auxiliares como sistemas para atornillado rápido, sistemas de posicionamiento de cable submarino, etc. Presentan gran versatilidad y en el emplazamiento se estabilizan mediante cables anclados al fondo marino proporcionando gran estabilidad durante el montaje para profundidades hasta los 45 m (ver Figura 2.146. con diferentes tipos de plataformas auxiliares: Tipo *Jack-Up Rig*, tipo *Ship-shaped Jack-Up* y tipo plataforma elevada *Jack-Up*).



Figura 2.146. Barcos con plataformas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore (Tipo *Jack-Up* a la izquierda, tipo *Ship-shaped Jack-up* en el centro y tipo plataforma elevada *Jack-Up* a la derecha) (Fuente: A2SEA y Advanced Offshore Solutions).

Barcos pesados semi-sumergibles (*Semi-submersible heavy lift vessel*): han sido desarrollados por el sector del petróleo y gas para el transporte de cargas pesadas en condiciones meteorológicas adversas (ver Figura 2.147). Consisten en barcos con unos compartimentos que se pueden inundar en alta mar proporcionando con ello una gran estabilidad ante el oleaje lo que los hace aptos para realizar operaciones de montajes de precisión (estructuras de cimentaciones, nacelles y palas). Disponen de varias grúas de alto tonelaje y presentan como gran inconveniente los altos costes del flete lo que los hace poco competitivos respecto a los *Jack-Up* (EWEA).



Figura 2.147. Barcos pesados semi-sumergibles con plataformas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore (Fuente: EWEA, Thialf).

Grúas flotantes (ver Figura 2.148.): son plataformas auxiliares flotantes que incorporan grúas pesadas y elementos auxiliares de diferentes capacidades de elevación con capacidad de hasta 3300 toneladas con mayor longitud de la grúa lo que les permite elevar grandes pesos en un espacio muy reducido en los puertos. Estos barcos grúas se transportan a la zona de instalación en el mar mediante barcos remolcadores y se anclan al fondo del mar en el emplazamiento marino. Tienen una limitación de operación en cuanto a altura del oleaje (EWEA).



Figura 2.148. Plataformas auxiliares tipo grúas flotantes para el transporte e instalación de aerogeneradores Offshore (Fuente: A2SEA, EWEA).

Barcos mixtos: se están desarrollando en la actualidad nuevos diseños de barcos que están concebidos como sistemas mixtos que integran todos los servicios y funciones necesarias para la instalación del parque eólico Offshore y sus aerogeneradores (carga en puerto, barco de transporte, plataforma auxiliar de operaciones, grúas de instalación, operaciones de montaje). Consisten en una estructura híbrida de barco que puede desplazarse hasta emplazamientos en aguas de profundidad media (hasta 60 metros), transportando aerogeneradores Offshore parcialmente o completamente montados. Una vez el barco se ha ubicado en el emplazamiento marino se transforma en una plataforma auxiliar capaz de realizar todas las operaciones de montaje de las plataformas y de los aerogeneradores Offshore mediante un sistema de grúas. El barco se ancla al fondo marino mediante una estructura metálica (tipo *Jacket*) o mediante pilotes metálicos enclavados en el fondo. En la Figura 2.149. se muestra un barco de este tipo en operación en el año 2010. Ver Figura 2.150. con dos ejemplos tipo de barcos mixtos de montaje de aerogeneradores Offshore en desarrollo en la actualidad (EWA, MPI).

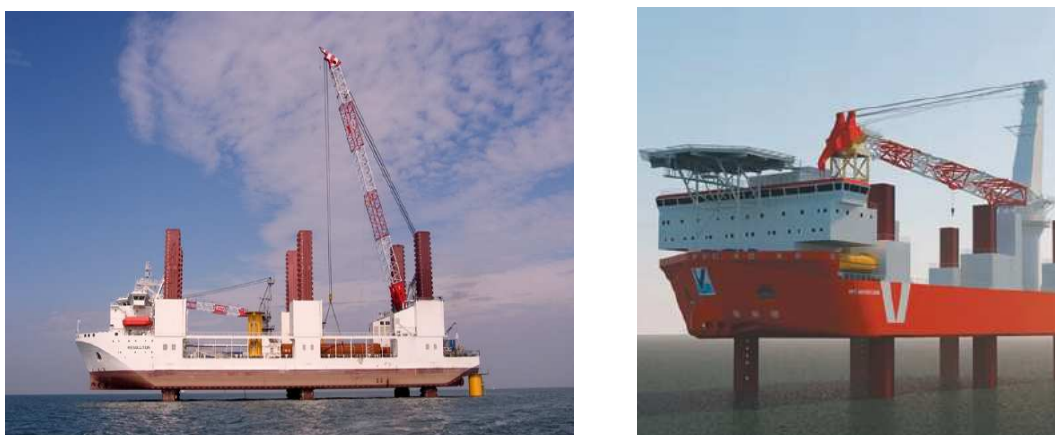


Figura 2.149. Esquema de un modelo de barco de tipo mixto actualmente en operación para la instalación de aerogeneradores Offshore (barco modelo MPI vessel “Resolution”) (Fuente: EWEA y MPI).



Figura 2.150. Esquema de modelos en desarrollo de barcos de tipo mixto para la instalación de aerogeneradores Offshore (concepto Gaoth a la izquierda y concepto Blue Ocean Ships a la derecha) (Fuente: EWEA y Ole Steen Knudsen).

- Conceptos de plataformas auxiliares: en la Figura 2.151. se muestran dos esquemas generales de diferentes tipos y conceptos de plataformas auxiliares utilizados en el sector de petróleo y gas, cuya aplicación conceptual es aplicable para realizar la instalación y el montaje de los aerogeneradores Offshore en el emplazamiento del parque eólico marino (NREL). El estudio e investigación de estos modelos, tanto los que están actualmente en uso como los que están en fase de desarrollo, excede al alcance de la investigación de la presente tesis doctoral y se reseñarán al final de la misma como posibles líneas de investigación dentro del sector eólico Offshore.

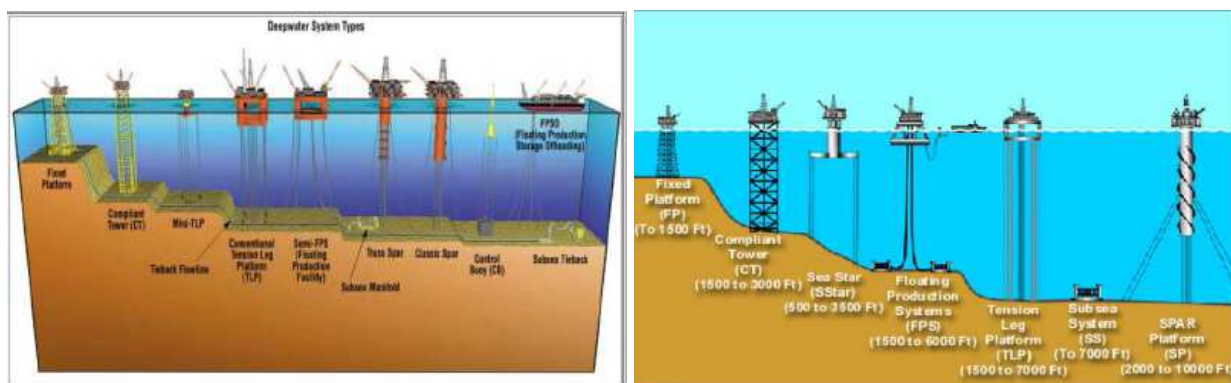


Figura 2.151. Esquema general con diferentes tipos de plataformas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore (Fuente: NREL).

Barcos de soporte a las operaciones de instalación:

- Barcos auxiliares de transporte y operación (*Floating Barge with crane*): son barcos de tamaño y tonelaje medio con una grúa auxiliar para carga y descarga de elementos auxiliares de los aerogeneradores y de la instalación, así como su transporte hasta alta mar. No son aptos para operaciones de instalación (ver Figura 2.152.).



Figura 2.152. Barco auxiliar de transporte y carga de componentes de aerogeneradores Offshore (Fuente: EWEA).

- Barcos de suministro de materiales (Figura 2.153.): son los utilizados para suministrar materiales auxiliares utilizados en las operaciones de instalación del parque eólico Offshore tales como consumibles, piezas de recambio, combustible y otros materiales.



Figura 2.153. Barco de suministro de materiales para la instalación de aerogeneradores Offshore (Fuente: BARD).

- Barcos de servicio (Figura 2.154.): son los utilizados en las operaciones de reparación y mantenimiento de los aerogeneradores Offshore. Son de pequeño tamaño y disponen de gran maniobrabilidad y de elementos de acceso a las turbinas (escaleras móviles, puentes desplegables, etc.).



Figura 2.154. Barco de servicio (20 m de eslora) para operaciones de reparación y mantenimiento de aerogeneradores Offshore (Fuente: MPI).

- Barcos de transporte del personal (Figura 2.155.): llevan a cabo el transporte al emplazamiento marino (plataformas auxiliares de montaje o a barcos de instalación) del personal que va a llevar a cabo la instalación de los parques marinos. Son barcos de reducido tamaño y de gran maniobrabilidad y rapidez.



Figura 2.155. Barco de servicio (15 m de eslora) para transporte de personal técnico al parque Offshore (Fuente: MPI).

Barcos de instalación de cable submarino: son barcos específicos con utillajes especiales para ir desenrollando el tendido cable submarino y anclarlo al fondo marino desde el parque Offshore hasta la costa. La disponibilidad de estos barcos es limitada debido a su especificidad.



Figura 2.156. Barco de instalación de cable submarino en el parque Offshore (Fuente: Prysmian Group).

Como información adicional, en relación a los barcos utilizados en los parques Offshore, mencionar que durante los periodos de instalación en el mar se pueden utilizar los denominados barcos nodriza (“*motherships*”) los cuales serían económicamente rentables para parques a más de 50 km del puerto de origen, y cuya función sería la de proporcionar alojamiento al personal técnico de instalación y comisionado del parque durante periodos de tiempo limitado (EWEA).

En cuanto a los aspectos de demanda prevista de nuevos barcos en las diferentes tipologías anteriormente mencionadas (barcos de transporte, de instalación de estructuras de cimentación, de instalación del aerogenerador tipo *Jack-up*, barcos de transporte de personal y de mantenimiento entre otros) existen diferentes estudios (EWEA) en cuanto a unidades con demanda esperada, plazos estimados de entrega y localización de su uso, los cuales están fuera del alcance de la tesis.

2.3.4.2.2. Instalaciones portuarias.

En este apartado se analizan de forma sintética las características necesarias en las instalaciones portuarias para poder realizar la carga, el montaje y transporte al emplazamiento marino de los aerogeneradores Offshore y sus componentes.

Las instalaciones portuarias e instalaciones anexas a los puertos utilizados en el sector eólico Offshore, así como los sistemas auxiliares de carga, descarga, pre-montajes etc., presentan una serie de características técnicas definidas por la especificidad del sector de instalación de aerogeneradores Offshore y de los emplazamientos marinos. Los principales condicionantes, tanto actuales como futuros (Fuente: DOWNWIND Project, EWEA, Windenergie Argentur y fabricantes de aerogeneradores), que deben

cumplir estas instalaciones portuarias e instalaciones anexas a los puertos para poder ser utilizados en el sector de parques eólicos Offshore son los siguientes:

- Número suficiente de puertos adaptados para el suministro de servicios de montaje de parques Offshore: es un factor logístico determinante para la expansión del sector a nivel europeo y global.
- Proximidad de los puertos a los emplazamientos de los parques eólicos Offshore.
- Puerto con acceso fácil desde el mar para todo tipo de barcos de transporte.
- Puerto con acceso fácil desde las carreteras y vías principales de comunicación terrestre.
- Facilidad de acceso del muelle desde el interior del puerto.
- Disponibilidad de acceso al puerto y a las instalaciones de camiones de transporte de gran tonelaje y de dimensiones especiales.
- Disponibilidad de acceso al puerto de helicópteros de soporte de las operaciones.
- Espacio de operación suficiente en el puerto para poder llevar a cabo las tareas requeridas: carga y descarga de componentes y de aerogeneradores completos, transporte interno dentro del puerto.
- Áreas de almacenamiento (superficie estimada entre 60000 y 250000 m²): disponibilidad de instalaciones tanto abiertas como con cubierta (entre 1000 y 1500 m²) en áreas anexas al puerto para poder almacenar componentes y aerogeneradores.
- Áreas de montajes y pre-montajes en puerto: disponibilidad de instalaciones tanto abiertas como con cubierta y con capacidad para realizar pre-montajes y montajes de componentes y del aerogenerador completo (según los requerimientos específicos).
- Disponibilidad de grúas de carga de diferentes tonelajes y tipologías para poder realizar las operaciones requeridas con los aerogeneradores Offshore, las plataformas de los mismos y sus componentes.
- Vía de comunicación privada entre la zona de trabajo dedicada a los aerogeneradores Offshore, la cual debe disponer de tráfico limitado con objeto de no entorpecer las operaciones y minimizar costes.
- Muelle de carga con dimensión suficiente (entre 150 y 200 metros de longitud) con estructuras reforzadas con objeto de disponer de la resistencia suficiente para soportar las operaciones de carga, las grúas móviles y los medios de transporte auxiliares (capacidad de carga entre 3 y 7 toneladas / m²).
- Muelles de carga con la profundidad suficiente de agua para poder manipular los aerogeneradores y sus componentes a través de barcos y plataformas especiales.
- Disponibilidad de energía y potencia suficiente para poder llevar a cabo todas las operaciones requeridas.
- Disponibilidad de acceso de grandes barcos y de barcos auxiliares de servicio: con instalaciones auxiliares como pontones, escaleras de acceso, etc.
- Disponibilidad del puerto para realizar las operaciones asociadas de instalación de los parques eólicos Offshore.
- Operaciones de servicio y mantenimiento de los parques eólicos: las instalaciones portuarias deberán disponer de las siguientes características para poder llevar a cabo estos servicios.
 - Acceso las 24 horas del día para los barcos auxiliares de servicio y para los helicópteros de soporte.
 - Disponibilidad las 24 horas de energía, agua y reportaje de combustible.
 - Acceso con las medidas de seguridad legales para el personal técnico y de mantenimiento.
 - Disponibilidad de las instalaciones de carga y descarga.
- Disponibilidad actual o posibilidad de incorporar infraestructuras y laboratorios de ensayos de componentes y de aerogeneradores (antes de ser transportados por mar), así como instalaciones de demostración de prototipos instalados en las inmediaciones del puerto con objeto de realizar la monitorización y captura de datos.

La disponibilidad actual de puertos, con las características técnicas anteriormente mencionadas, en Europa y en el mundo en general es muy limitada en número. Por lo tanto y según las diferentes fuentes consultadas en la presente tesis doctoral, este área asociada a la instalación de parques eólicos marinos se constituye en un sector de desarrollo potencial para muchos países, ya que con el desarrollo de instalaciones portuarias dedicadas (de forma parcial o de forma total) para el mercado de los

aerogeneradores Offshore se pueden obtener los beneficios siguientes: diversificar la actividad portuaria actual, atraer a la zona la instalación de fábricas y servicios de las compañías del sector de aerogeneradores y de servicios auxiliares de los parques Offshore, creación de empleo local (Fuente: DOWNWIND Project, EWEA, Windenergie Argentur y fabricantes de aerogeneradores).

En las Figuras 2.157. se muestran ejemplos de instalaciones portuarias actuales en Alemania y en la Figura 2.158. se muestra un esquema de puerto dedicado a la industria de aerogeneradores Offshore, situado en Bremen (Alemania). Este último se constituye en el modelo de referencia actual al disponer de los servicios básicos necesarios mencionados en el presente apartado.



Figura 2.157. Ejemplos de dos instalaciones portuarias actuales en Alemania (zona de almacenamiento y carga de plataformas a la izquierda; muelle de carga de componentes de aerogeneradores a la derecha) (Fuente: BARD y GE).



Figura 2.158. Ejemplos de instalaciones portuarias actuales en Bremen (Alemania) con zonas dedicadas para la fabricación y servicios requeridos específicamente para los aerogeneradores Offshore (Fuente: Windenergie Argentur y EWEA).

Las tendencias del futuro en cuanto a instalaciones portuarias, presentan algunos modelos novedosos, como el que está siendo desarrollado actualmente por la compañía We@Sea (ver Figuras 2.159. y 2.160.): un esquema conceptual del puerto del futuro para grandes parques eólicos en mar abierto y en aguas profundas se constituye como un puerto construido en alta mar. Este tipo de puerto conceptual dispondría de todos los servicios necesarios requeridos para la instalación y mantenimiento del parque eólico:

- Estación de transporte, montaje y mantenimiento de aerogeneradores Offshore, situado en un puerto artificial construido en alta mar.
- Almacenes para piezas de recambio.
- Plataformas marinas para comisionado de las mismas antes de su instalación en el mar.
- Áreas de trabajo para pre-montajes, montajes, carga y descarga de componentes y aerogeneradores.

- Área de ensayo en alta mar de nuevos prototipos de aerogeneradores Offshore.
- Sub-estación de transformación.
- Sub-estación de conexión eléctrica con tierra para garantizar el suministro del puerto.
- Zonas de alojamiento del personal técnico, de montaje y de mantenimiento.
- Helipuerto.
- Otras funciones que se podrían incorporar a las instalaciones del puerto en alta mar:
 - Estaciones de acuicultura para la producción de alimentos, energía y materiales.
 - Sistemas de protección para casos de emergencia.
 - Centro logístico en alta mar para el sector pesquero.
 - Puerto en alta mar de uso comercial.
 - Servicios de guardacostas.
 - Servicios de salvamento marino.
 - Zona de ocio: puertos deportivos, submarinismo, etc.



Figura 2.159. Modelo simulado de puerto situado en las proximidades de un parque Offshore (Fuente: We@Sea y EWEA).

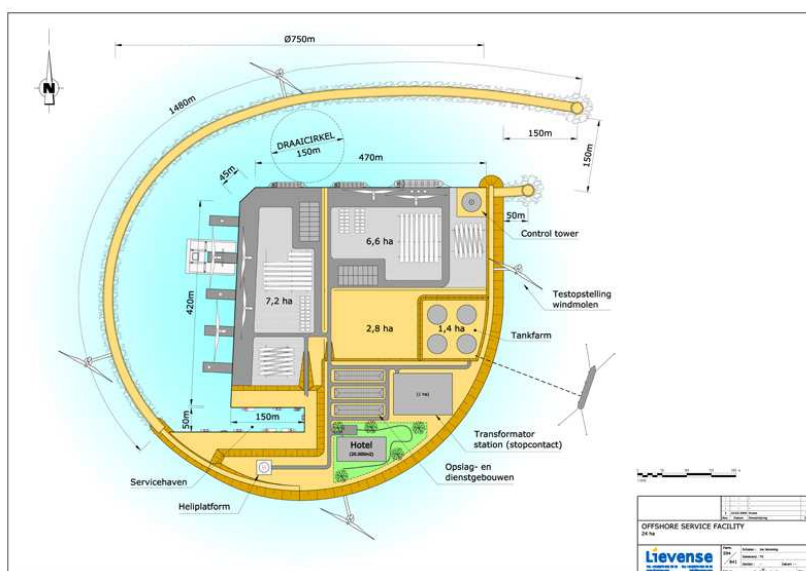


Figura 2.160. Modelo simulado de detalle de puerto situado en las proximidades de un parque Offshore (Fuente: We@Sea y EWEA).

El asunto del desarrollo de las necesidades actuales de los puertos para la aplicación de montaje, carga y transporte de componentes y aerogeneradores Offshore, se plantean como futuras líneas de investigación para otras tesis o artículos.

2.4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE LOS AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL.

Las características técnicas generales de los aerogeneradores de eje horizontal objeto de la tesis se subdividen en este apartado en el punto 2.4.2. Características técnicas de los aerogeneradores Onshore y en el punto 2.4.3. Características técnicas de los aerogeneradores Offshore.

2.4.1. Introducción: bases de partida, alcance y estrategias de investigación de los factores.

El alcance establecido para la presente tesis doctoral, en relación a las características técnicas de los aerogeneradores (Onshore y Offshore), incluye las fases constructivas y de instalación relativas a un aerogenerador de eje horizontal (ver esquema genérico con las fases en la Figura 2.4.1.). Las principales fases, que en el ámbito de los factores técnicos y su influencia técnica constituirán el alcance de la tesis, son las siguientes: el diseño conceptual del aerogenerador en la fase de desarrollo del proyecto; la fase de diseño del producto; los aspectos técnicos y normativos; la fase de fabricación; la fase de logística y transporte al emplazamiento eólico; la fase de obra civil en el emplazamiento eólico; la fase del proceso de instalación y puesta en marcha del aerogenerador en el parque eólico; la fase de conexión a red; la fase de servicio y valor añadido aportado al cliente final; la fase de servicios de operación, mantenimiento y garantías en el periodo de explotación del aerogenerador. El resto de factores técnicos no analizados en este capítulo quedan como parte de otros posibles trabajos de investigación.



Figura 2.4.1. Flujo-grama general de las fases de diseño, fabricación, construcción, instalación y operación de un aerogenerador (Fuente: Elaboración propia).

Se plantea en este capítulo la identificación de las principales características técnicas de los aerogeneradores en cada una de las fases mencionadas de acuerdo a los criterios de investigación que se definen a continuación.

En la presente investigación los criterios de identificación y selección de factores técnicos que influyen en el desarrollo e implantación de la energía eólica se basan en primer lugar en:

- El alcance establecido en la presente tesis.
- En las tipologías de aspectos técnicos identificadas según lo referenciado en las características técnicas generales de los aerogeneradores (Onshore y Offshore) y en la normativa técnica vigente aplicable para la instalación y construcción de parques eólicos.

En función de este alcance de la tesis, y con objeto de facilitar la investigación y la presentación de resultados, se procede a agrupar los aspectos técnicos por categorías a las cuales se les asignarán por parte del autor los diferentes factores identificados y los aspectos de influencia. Como base de partida para investigar, analizar y derivar conclusiones sobre las características técnicas de los aerogeneradores Onshore y Offshore se procede a definir qué se considera característica técnica, a considerar como tal en este capítulo de la tesis.

Características técnicas de los aerogeneradores: son aquellas características relacionadas con el aerogenerador en cuanto a los siguientes parámetros de definición técnica que afectan al diseño y a su funcionamiento (Burton T., Sharpe D., Jenkins N. et al.; González Velasco J.).

- Diseño.
- Estructural y constructivo.
- Montaje del aerogenerador.
- Montaje en campo.
- Funcionamiento en operación.

- Producción de energía eléctrica.
- Rendimiento.
- Sistema de Control: de potencia, velocidad y funcionamiento.
- Conexión a red.
- Mantenimiento en operación.
- Vida útil del aerogenerador.
- Garantías.

En general los aerogeneradores se clasifican en cuanto a potencia, clasificándose cada aerogenerador por la potencia máxima de su generador eléctrico (en MW), estando asociado al diámetro de rotor (en metros) en relación a la superficie de barrido del mismo en lo que respecta a la producción de energía anual del mismo (Escudero López; Burton T., Sharpe D., Jenkins N. et al.; González Velasco J.).

Dentro de este capítulo se determinan los criterios de investigación seleccionados para la identificación y posterior selección de las características técnicas de los aerogeneradores, las cuales se sintetizarán en forma de matrices (aplica a los aerogeneradores Onshore y Offshore). En el flujo-grama que se muestra en la Figura 2.4.2 se sintetizan las sub-fases de la investigación de los factores técnicos y los criterios considerados en la investigación, los cuales se desglosan a continuación:

- Identificación y selección de los principales fabricantes de aerogeneradores de eje horizontal (HAWT: *Horizontal Axis Wind Turbine*) por producción en nº de MW anuales (en el caso de aerogeneradores Onshore se han seleccionado los 11 primeros fabricantes y en el caso de aerogeneradores Offshore se han seleccionado todos los fabricantes con modelos en fabricación actualmente y los que están en fase de desarrollo).
- Estudio de campo con la recopilación de datos de las características técnicas de los aerogeneradores de los principales fabricantes en el mercado, en función de la potencia del aerogenerador: el criterio de investigación se establece en función de los datos aportados por los fabricantes en sus hojas técnicas de producto y de la información técnica comercial de los aerogeneradores.
- La investigación se centra en las características técnicas de los modelos de aerogeneradores con potencias mayores de 100 kW, los cuales son los más demandados por el mercado, los que mayor número de ventas acumulan y los que se están instalando en la actualidad en mayor número en el mercado global.
- Elaboración de matrices de síntesis con las características técnicas de los aerogeneradores en sus diferentes aspectos: aerogenerador completo, nacelle, torre, pala, sub-componentes principales, emplazamientos, cimentaciones, conexión a la red, mantenimiento, etc.

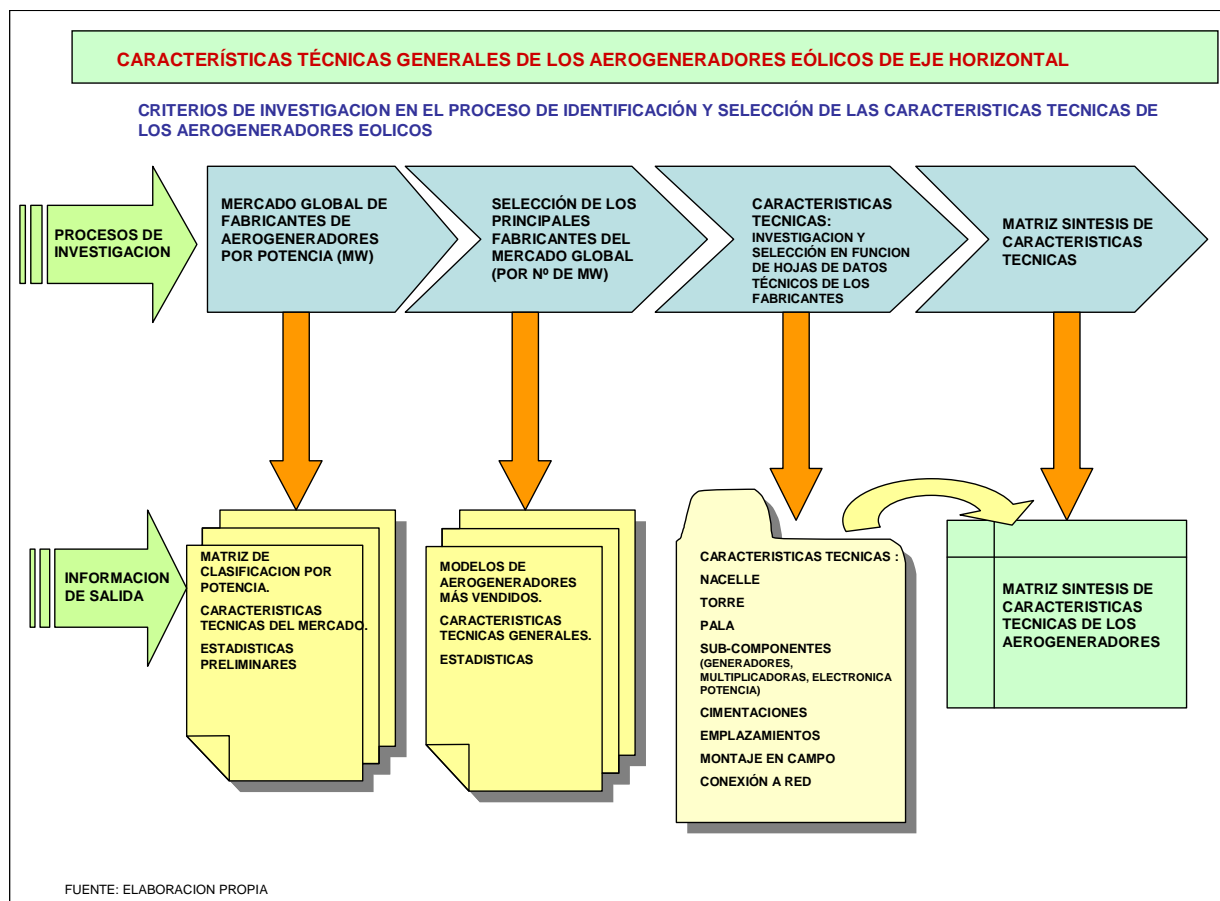


Figura 2.4.2. Flujo-grama con los criterios de investigación para la identificación de características técnicas de los aerogeneradores (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Otros criterios considerados en la investigación para proceder a la identificación de factores técnicos son los mencionados a continuación.

- Bibliografía seleccionada sobre energía eólica: aporta los factores técnicos a considerar, los datos técnicos específicos y los criterios técnicos a utilizar en la identificación y clasificación de factores técnicos (bibliografía sobre la energía eólica y sobre las disciplinas técnicas relacionadas en el sector; artículos científicos; revistas y publicaciones especializadas en el sector de las energías renovables eólicas; información técnica suministrada por las empresas del sector eólico: fabricantes de aerogeneradores y de sub-componentes eólicos).
- Información complementaria a la bibliografía: informes sectoriales nacionales e internacionales, estudios, artículos, notas de prensa e información relevante específica del sector de la energía eólica.
- La normativa técnica aplicable a los aerogeneradores eólicos (Onshore y Offshore): aportan los factores técnicos a considerar y sus datos técnicos específicos (requisitos técnicos mínimos, clases de aerogeneradores en función de los vientos del emplazamiento, etc.).
- Los datos aportados por los organismos públicos y privados del sector eólico (informes técnicos, estudios, normativas, etc.): información publicada por organismos y asociaciones nacionales e internacionales relativas al sector eólico, la cual aporta las condiciones del entorno industrial y de las necesidades de los clientes finales desde el punto de vista técnico.
 - CNE (Comisión Nacional de la Energía).
 - Promotores eólicos, compañías eléctricas y clientes finales.
 - APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables).
 - Asociación Empresarial Eólica (AEE).
 - Ministerio de Industria, turismo y Comercio (MITYC).
 - Ministerio de Medioambiente y Medio rural y marino.
 - IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía).
 - Comunidades Autónomas (CCAA): Legislación regional de aplicación en la energía eólica.

- Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER).
- Red Eléctrica de España (REE).
- Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.
- Otros organismos internacionales: referenciados en la bibliografía del capítulo 6.

Las diferentes categorías en las que se plantean, por parte del autor, la clasificación de los diferentes factores técnicos se indican a continuación y están basadas en los aspectos aportados por la bibliografía y las fuentes consultadas (González Velasco; CENER; Fernández Díez; Lecuona):

- Factores técnicos de diseño constructivo de los aerogeneradores: están definidos y regulados por las normativas técnicas internacionales IEC, ISO, DNV, NORSOK, etc.
- Factores técnicos asociados a la legislación vigente: definen las características técnicas del aerogenerador de obligado cumplimiento en cuanto a requisitos técnicos, legislativos o medioambientales.
- Factores técnicos asociados a la certificación de producto: definen las características técnicas del aerogenerador de obligado cumplimiento como requisito para obtener la certificación de producto por parte de una entidad certificadora.
- Factores técnicos de diseño de los fabricantes: están definidos por los fabricantes de aerogeneradores cumpliendo la normativa internacional de diseño, pero cada fabricante define unos factores específicos para cada modelo de aerogenerador en cuanto a rendimiento, potencia, dimensiones, combinación de factores técnicos y tipo de clase de aerogenerador (Clases I, II, III, S), configuración de producto, factores técnicos asociados a la cadena de suministro, etc.
- Factores técnicos asociados a los requerimientos del mercado: son factores técnicos considerados en los diseños de aerogeneradores debido a la exigencia del mercado o para poder competir con otros fabricantes (disponibilidad, rendimiento, relación de potencia respecto al diámetro de rotor y clase de viento, tecnología del aerogenerador con accionamiento directo o *Direct Drive*, con multiplicadora, etc.), aspectos técnicos y constructivos relativos a los factores técnicos y de instalación de parques eólicos, etc.
- Factores técnicos asociados a los aspectos económicos y financieros del sector eólico: incluyen aspectos relativos al rendimiento económico del aerogenerador en función del tipo de aportaciones públicas o primas a la producción de energía eléctrica, subvenciones públicas, producción energética, derechos y obligaciones de los productores de energía, etc.
- Otros aspectos técnicos asociados a nuevos desarrollos de nuevos productos: factores técnicos incorporados en nuevos diseños de aerogeneradores en desarrollo y su influencia en el rendimiento técnico y económico.

Se identifican a continuación los factores y aspectos fundamentales que afectan a la energía eólica desde el punto de vista técnico en cada categoría previamente definida, en función de la bibliografía consultada y de la actual normativa técnica en vigor, los cuales se registrarán en unas matrices de síntesis al final de cada apartado del capítulo.

2.4.2. Características técnicas de los aerogeneradores Onshore.

En este apartado se procede a analizar a los diferentes fabricantes de aerogeneradores Onshore, los productos suministrados por estos fabricantes, las fases genéricas del diseño y a realizar un estudio de investigación de las principales características técnicas de los productos fabricados y en catálogo en los fabricantes.

2.4.2.1. Fabricantes de aerogeneradores Onshore.

Como introducción al tema de las características técnicas de los aerogeneradores se indica de forma sintética la clasificación por zonas regionales de los principales fabricantes de aerogeneradores de modelos Onshore a nivel global (con potencias mayores de 100 kW), tema que se desarrollará en detalle en el capítulo 3 donde se reseñarán los 10 primeros fabricantes a nivel mundial según los datos

disponibles en los diferentes informes editados por EWEA (*European Wind Energy Association*), AWEA (*American Wind Energy Association*), datos de los fabricantes de aerogeneradores, GWEC (*Global Wind Energy Council*), consultoras (Merryl Lynch, BTM, MAKE Consulting) y otros organismos públicos y privados mencionados en la bibliografía.

La distribución geográfica por continentes de fabricantes de aerogeneradores Onshore hasta el año 2012, según los datos aportados por las fuentes bibliográficas citadas anteriormente, presenta unos datos que muestran que existe una clara concentración de los fabricantes de aerogeneradores en 3 zonas geográficas principales.

1-Europa: con los fabricantes Vestas, Siemens, Enercon y Gamesa entre los principales. También destacan, aunque con menos MW fabricados General Electric, Nordex, Repower, Acciona y Alstom.

2-Estados Unidos: con el fabricante General Electric.

3-Asia: con Japón (Mitsubishi), India (Suzlon), Corea (Hyundai, Doosan, Samsung) y China (Goldwind, Sinovel, Guodian United Power, Sewind y Donfang entre los principales).

En relación a la segmentación de los aerogeneradores Onshore por potencia, la potencia inicial parte de 100 kW (Potencias menores de 100 kW son los aerogeneradores incluidos en la categoría denominada mini-eólica). Dentro de los tipos de aerogeneradores Onshore y con objeto de facilitar el proceso de investigación de esta tesis doctoral, se realiza una sub-clasificación adicional de los mismos en tres grupos (AWEA y EWEA):

- Aerogeneradores con potencias entre 100 kW y 700 kW.
- Aerogeneradores con potencias entre 700 kW y 3 MW.
- Aerogeneradores con potencias mayores de 3 MW.

Segmentación de los aerogeneradores Onshore por fabricantes y potencias:

Con el fin de determinar los tipos de aerogeneradores Onshore fabricados actualmente a nivel global y con objeto de poder realizar una investigación posterior sobre las características técnicas fundamentales de los mismos se ha llevado a cabo un estudio de todos los modelos y fabricantes para potencias mayores de 100 kW. Se exceptúan del estudio los fabricantes chinos (más de 50 en la actualidad en 2012) de los cuales solo se han estudiado los dos principales (Sinovel y Goldwind) al estar en la clasificación de los 10 primeros fabricantes mundiales por potencia fabricada en 2012 (Bloomberg New Energy Finance, BTM y Make).

Según la clasificación de aerogeneradores Onshore por potencia y basado en el mercado global de fabricantes hasta 2012 se obtiene una síntesis de datos técnicos presentados en la tabla de la Figura 2.4.3. (Fuente: fabricantes de aerogeneradores). Los criterios de investigación, selección y tratamiento de datos, así como las conclusiones preliminares se explican a continuación.

Nota: no se incluyen los fabricantes chinos de aerogeneradores excepto Sinovel y Goldwind.

FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE: CLASIFICACION GLOBAL POR POTENCIA

		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES CONSTRUCTIVAS															
POTENCIA DE AERO-GENERADORES	SUB-GRUPOS DE POTENCIA	FABRICANTE DE AEROGENERADORES	MODELO DE AERO-GENERADOR	POTENCIA	VELOCIDAD ARRANQUE (CUT-IN SPEED: m/s)	VELOCIDAD NOMINAL (RATED SPEED: m/s)	DIAMETRO ROTOR	AREA BARRIDO PALAS	SISTEMA CONTROL VELOCIDAD ROTOR (SISTEMA CAMBIO DE PASO)	MULTIPLICADORA	TIPO TORRE	ALTURA TORRE	CONEXIÓN RED	HERIDO (RED - AISLADO)	Nº PALAS		
100 – 700 kW	101 - 700kW	WES	WES 30	250 Kw	3	12	30 m	706 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	30; 39; 50 m	SI	SI	2		
		ACSA	A27	225 kW	3,5	13,5	27; 29 m	573 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	31; 40; 50 m	SI	SI	3		
		Vestas RRB	PS47-600	600 Kw	4	15	47 m	1735 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	40; 50 m	SI	NO	3		
		Enertech	E48	600 Kw	3	12,5	48 m	1809 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	50; 65 m	SI	NO	3		
		Windflow	Windflow500	500 Kw	5	13	36 m	1017 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	31 m	SI	NO	2		
		Suzlon	S52	600-800 Kw	4	13	52 m	2124 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	CELOSIA	73 m	SI	NO	3		
		Fuhrlander	FL 600	600 Kw	-	-	50 m	-	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	50;75 m	SI	NO	3		
		Vergnet	GEV MP	275 Kw	3,5	14	28; 32 m	615;804 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	55; 60 m	SI	NO	2		
		Turbowinds	T-400	400 Kw	3	14	34 m	907 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	34 ; 50 m	SI	NO	3		
			T-300	300 Kw	4	14	28 m	615 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	30 m	SI	NO	3		
			T-600	600 Kw	3	12,5	46 ; 48 m	1661-1809 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	50; 60 m	SI	NO	3		
			GOLDWIND	Goldwind S43	600 Kw	3,2	15	43 m	1466 m ²	VARIABLE (STALL)	SI	ACERO	40; 50 m	SI	NO	3	
700 - 1400kW	1.4 - 2.0MW	Enercon	E33	330 Kw	3	13	33 m	876 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	44; 50 m	SI	NO	3		
		Nordic	N1000	1000 Kw	4	15	54; 59 m	2290-2733 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	60; 70 m	SI	NO	2		
		GOLDWIND	Goldwind S48	750 Kw	4	14	49 m	1886 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	50;60 m	SI	NO	3		
			Goldwind 62	1200 Kw	3	14	62 m	3019 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	60 m	SI	NO	3		
		Lelwind	LTW 62	1200 Kw	3	12	62 m	3020 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	60 m	SI	NO	3		
			LTW 77	1350 Kw	3	10,6	77 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65 m	SI	NO	3		
		Innovative WindPower	Falcon	1250 kW	3	13	62; 70 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60;75;100 m	SI	NO	3		
		EAER	A-1000	1000 Kw	3	12	58 m	2640 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	70; 82 m	SI	NO	3		
			A-1000/S	200-1000 kW	3	15	54 m	2290 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	70; 82 m	SI	NO	3		
		EWT	DirectWind 750	750 kW	2,5	13	51 m	2042 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	40; 75 m	SI	NO	3		
			DirectWind 900	900 kW	2,5	13	54 m	2290 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	40; 75 m	SI	NO	3		
		Vestas	V52	850 kW	4	16	52 m	2124 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	44; 74 m	SI	NO	3		
		Nordex	N60	1300 kW	3	15	60 m	2628 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	46; 65 m	SI	NO	3		
		DeWind	D6	1250 kW	3	12,5	62; 64 m	3019-3217 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	55; 92 m	SI	NO	3		
		Suzlon	S64/66	1250 Kw	3,5	14	64; 66 m	3217 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	56; 74 m	SI	NO	3		
		Vareys	Vareys 60/64	1200 Kw	3	12,1/11,9	62/64 m	3019/3217 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	60; 85 m	SI	NO	3		
		WinWind	1000 kW	3	12,5	56/60/64 m	2463/3215 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	56; 70 m	SI	NO	3			
		Siemens	SWT 1.3	1300 kW	4	14	62 m	3000 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	45; 68 m	SI	NO	3		
		Fuhrlander	FL 1250	1250 Kw	4	15	62 m	3019 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	50; 70 m	SI	NO	3		
		Gamesa	G58	850 kW	4	16	58 m	2542 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	44; 74 m	SI	NO	3		
			G52	850 kW	4	15	52 m	2124 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	44; 74 m	SI	NO	3		
		Mitsubishi	MWT-1000A	1000 kW	3	12,5	62 m	2960 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	55; 69 m	SI	NO	3		
			MWT-1000	1000 kW	4	13,5	57 m	2550 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60; 69 m	SI	NO	3		
		Alstom Ecotecnia	ECO 62	1300 kW	4	14	62 m	3019 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	70; 80 m	SI	NO	3		
		Vergnet	GEV HP	1000 kW	3	15	55;58;62 m	2375-2642-3019 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60; 70 m	SI	NO	2		
		PowerWind	PowerWind56	900 kW	3	12	56 m	2463 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	59; 71 m	SI	NO	3		
		Unison	U-50	750 Kw	3	12,5/11,5	50/54/57 m	1964/2552 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	50; 58 m	SI	NO	3		
		Enercon	E44 - 48 52	800 Kw	3	15/14/13	44 / 48 / 53 m	1521/1810 /2206 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	44; 76 m	SI	NO	3		
		LTW 70	1500 Kw	3	12	70 m	3899 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65 m	SI	NO	3			
		AAER	A-1650	1650 kW	3	12	70;77;80 m	3848/4657/ 5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65; 80 m	SI	NO	3		
		700 kW - 3.0 MW	1.4 - 2.0MW	V82	1650 kW	3,5	13	82 m	5281 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	59; 78 m	SI	NO	3	
				Vestas	V80-60Hz	1800 kW	4	15	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	67-78 m	SI	NO	3
				V80	2000 kW	4	15	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60; 100 m	SI	NO	3	
				V90	1800/ 2000 kW	3,5	12	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80; 105 m	SI	NO	3	
				Nordex	S70	1500 kW	3	13	70 m	3848 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65-115 m	SI	NO	3
					S77	1500 Kw	3	11	77 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	61-111 m	SI	NO	3
					D8	2000 kW	3	13,5	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80-100 m	SI	NO	3
				DeWind	D8.2	2000 Kw	3	13,5	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80-100 m	SI	NO	3
				Harakosan	Z72	2000 kW	3	13	71 m	3920 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65-80 m	SI	NO	3
				Suzlon	S82	1500 kW	4	14	82 m	5281 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	78 m	SI	NO	3
				Vareys	Vareys 70/77	1500 kW	3	13,5/13,0	70/77 m	3850/4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	61-109 m	SI	NO	3
				Wilov	W2000 spg	2000 kW	3,5	12,5	80 m	5026 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	78 m	SI	NO	3
				Repower	MD77	1500 Kw	3,5	12,5	77 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	61-100 m	SI	NO	3
					MM70	2000 kW	3,5	13	70 m	3850 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	55-80 m	SI	NO	3
					MM62	2000 kW	3,5	13	62 m	5281 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	69-100 m	SI	NO	3
					MM62	2000 kW	3	11,2	62 m	6720 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	68-100 m	SI	NO	3
				Mtorres	TWT 1.65/82	1650 Kw	3,5	12	82 m	5365 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	71/80/100 m	SI	NO	3
					TWT 1.65/70-77	1651 Kw	3,5	15	70-77 m	3870-4630 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	71/80/100 m	SI	NO	3
Acciona	AW 70/77/82			1500 kW	4; 3,5; 3	11,6; 11,1; 10,5	70; 77; 82 m	3855; 4615; 5299 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60/71/80/100 m	SI	NO	3		
Alstom Ecotecnia	ECO 80			2000 kW	3	13	70-80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	70 / 80 m	SI	NO	3		
	ECO 74/80			1670 Kw	3	14; 12	74; 80 m	4301/5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60-70-80 m	SI	NO	3		
Fuhrlander	FL 1500			1500 Kw	3,5	12	70-77 m	3648/4706 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	61,5-100 m	SI	NO	3		
	FL MD70/77			1500 Kw	3,5	13	70-77 m	3648/4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	61-111 m	SI	NO	3		
Gamesa	G80-series			2000 kW	4	16; 15	80-90 m	5027-6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60-100 m	SI	NO	3		
GE-Windenergy	1.5 xle			1500 Kw	3,5	14,5	77 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65 - 80 m	SI	NO	3		
	1.5 xle			1500 Kw	3,5	11,5	82.5 m	5346 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3		
SINOVEL	SL 1600/80-70-77-82			1500 Kw	3	11,8	60-70-4-77-4-82.8 m	2827/3892/4705-5397 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65-70-80-100 m	SI	NO	3		
GOLDWIND	GOLDWIND 70/150			1500 Kw	3	11,8	70.5 m	3904 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	66-85 m	SI	NO	3		
Subaru	Subaru 80/2.0			2000 Kw	3	13	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3		
Enercon	E82			2000 kW	3	13	82 m	5281 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	70-108 m	SI	NO	3		
Unison	U-88			2000 kW	3	13	88 m	6079 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3		
	E.N.O.			e.n.o. 82	2000 kW	3	13	82.4 m	5282 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	58,6; 80; 101 m	SI	NO	3	
2.0 - 3.0 MW	1.4 - 2.0MW			V80	2000 kW	4	15	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60-100 m	SI	NO	3	
				Vestas	V90	1800 / 2000 kW	3,5	12	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 - 105 m	SI	NO	3
				N80 2.3	2300 kW	3	13	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 - 105 m	SI	NO	3	
				N80	2500 kW	3	15	80 m	5026 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3	
				N80 2.5	2500 kW	3	13; -14	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 - 120 m	SI	NO	3	
				N100	2500 kW	3	12,5	100 m	7823 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	100 m	SI	NO	3	
				Suzlon	S88	2100 kW	3	14	88 m	6082 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	79 m	SI	NO	3
		Siemens	SWT 2.3 93	2300 Kw	4	14	93 m	6800 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3		
			SWT 2.3 82	2300 kW	3	14	82 m	5300 m ²	FUJO (STALL)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3		
		Clipper	Liberty 2.5	2500 kW	4	15	80/93/96/99 m	6221-6793-7230-7697 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3		
		Fuhrlander	FL 2500	2500 Kw	3,5 - 4	14 - 11,5	80/90/100 m	5027 - 7854 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	85 - 160 m	SI	NO	3		
		GE-Windenergy	2.5 XL	2500 Kw	3	12,5	100 m	7854 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	85; 85; 100 m	SI	NO	3		
		Mitsubishi	MWT-95	2400 Kw	3	12,5	95 m	7088 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3		
			MWT-92	2400 Kw	3	12,5	92 m	6648 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	70 m	SI	NO	3		
		Enercon	E70	2300 kW	3	15	71 m	3959 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	63 - 112 m	SI	NO	3		
		Alstom Ecotecnia	ECO 100	3000 Kw	3	14	100 m	7980 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80; 90; 100 m	SI	NO	3		
		WinWind	WWD-3	3000 kW	4	12,5	90/100 m	6362 / 7854 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80-100 m	SI	NO	3		
		SINOVEL	SL 3000/90/100/105/110/115	3000 kW	3 - 3,5	13-12,5-12-11,8-11,5	90/100/105/110 /115 m	6362 / 7854 /8659 / 9503 /10386 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80-90-100-110 m	SI	NO	4		
		Vestas	V90-3MW	3000 kW	4	15	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 - 105 m	SI	NO	3		

Como resultado de la investigación y del análisis de los datos globales obtenidos del mercado de fabricantes de aerogeneradores Onshore sintetizados en la Figura 2.4.3. se indican a continuación los siguientes aspectos y criterios utilizados durante la misma:

- El estudio e investigación de los diferentes tipos de aerogeneradores Onshore (con potencia mayor de 100 kW) se ha llevado a cabo sobre los principales fabricantes actuales a nivel mundial hasta 2012 con aerogeneradores actualmente disponibles en el catálogo de ventas (el estudio es exhaustivo en Europa, América y Asia, excepto China e India).
- De los fabricantes del mercado local chino solo se incluyen en la investigación a Sinovel y Goldwind (ambos entre los 10 primeros fabricantes mundiales por potencia producida en MW totales en 2012) debido a los siguientes aspectos: la atomización del mercado chino con más de 50 fabricantes actualmente; la continua evolución en cuanto a fusiones internas y adquisiciones entre dichos fabricantes chinos; la utilización de diseño y tecnologías europeas o americanas para fabricar aerogeneradores bajo licencia; los tipos de aerogeneradores fabricados por las compañías chinas en cuanto a características técnicas y conceptos tecnológicos se corresponden a modelos ya incluidos en la Figura 2.4.3.
- El estudio e investigación incluye los siguientes datos de carácter técnico:
 - Grupos y sub-grupos de potencia de aerogeneradores Onshore.
 - Fabricantes de aerogeneradores: nombre comercial.
 - Modelos y potencias de los aerogeneradores: denominación según catálogo de venta y potencia en kW.
 - Características técnicas generales constructivas investigadas y analizadas (son características técnicas genéricas ofertadas por los departamentos de marketing de los fabricantes): velocidad de arranque y velocidad de operación a máxima potencia; diámetro de rotor; área de barrido de palas; tipo de sistema de control de velocidad del rotor; si dispone de multiplicadora o de otro sistema; tipo de torre; altura de torre; conexión a red disponible; sistema híbrido disponible; nº de palas.
- Existen en la actualidad varios fabricantes con proyectos de diseño y desarrollo de aerogeneradores con potencias de más de 5 MW no incluidos en esta investigación al no existir datos oficiales publicados al 31-12-2012.
- Las características técnicas generales constructivas analizadas en los aerogeneradores no son exhaustivas sino una referencia inicial para realizar el estudio comparativo de los fabricantes, sus modelos en el mercado, potencias y dimensiones. El resto de características técnicas de los aerogeneradores se analizan en el punto 2.4.2.2.

Se enumeran a continuación las principales conclusiones preliminares, no exhaustivas, sobre las características técnicas generales de los aerogeneradores Onshore en función de los datos indicados en la tabla de la Figura 2.4.3. En la Figura 2.4.4. se presenta una gráfico con la síntesis por cantidades de aerogeneradores y porcentajes de los mismos en los diferentes grupos de potencias (EWEA, AWEA y fabricantes de aerogeneradores).

- Existen más de 40 fabricantes de aerogeneradores con potencias mayores de 100 kW a nivel mundial (excluidos todos los fabricantes chinos con la excepción de Sinovel y Goldwind).
- En cuanto al nº de modelos de aerogeneradores destaca la distribución por segmentos de potencia: número de modelos de aerogenerador Onshore comercializados por rangos de potencia (algunos de ellos con la misma potencia presentan diversas variantes para cada uno de ellos en cuanto a diámetros de rotor y altura de torre):
 - El segmento desde los 100 kW hasta los 700 kW: presenta 13 modelos básicos. Indicar que este segmento fue el de partida en los años 80 y 90 del siglo XX y actualmente las potencias demandadas son mayores por parte de los clientes finales. Este tipo de aerogeneradores se están suministrando actualmente a países en vías de desarrollo fundamentalmente.
 - El segmento desde los 700 kW a los 1,4 MW: presenta 27 modelos básicos.
 - El segmento desde los 1,4 MW a los 2,0 MW: presenta 36 modelos básicos.
 - El segmento desde los 200 kW a los 3 MW: presenta 81 modelos básicos. Dentro de este rango de potencias el sub-segmento de los 700 kW a los 2 MW es el que presenta el mayor nº de modelos del estudio (63) y corresponde con el rango de producto que más se ha vendido en el pasado en el mercado global hasta el año 2012.

- El segmento de 2 MW hasta 3 MW presenta 18 modelos básicos. La demanda del sub-segmento de 2 MW a 3 MW es la que va a seguir aumentando en los próximos años debido a la demanda del mercado en relación a la potencia-rentabilidad de la inversión (ver detalle en el capítulo 3).
- El segmento de > 3 MW hasta 10 MW ó más: en cuanto al nº de modelos de aerogeneradores presenta actualmente 4 modelos. Sin embargo es el segmento del futuro ya que la relación inversión-potencia generada va a ser superior que con modelos de menor potencia una vez que los diseños se optimicen. En la actualidad existen varios fabricantes desarrollando aerogeneradores con potencias mayores de 5 MW en fase de diseño, prototipos y certificación (no se indican al no disponerse de información pública oficial).

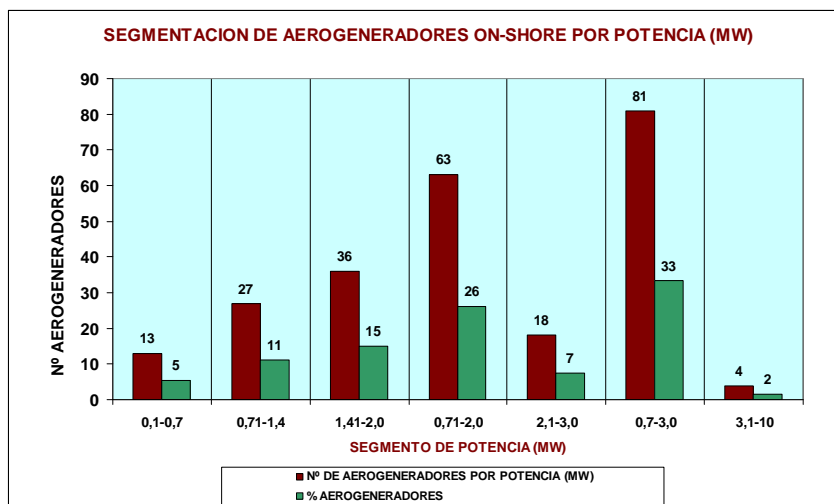


Figura 2.4.4. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Onshore (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

En cuanto a las principales características técnicas generales ofertadas públicamente por los diferentes fabricantes de aerogeneradores Onshore y basadas en la investigación llevada a cabo por el autor, cuya síntesis se ha mostrado en la Figura 2.4.3., se han obtenido fruto de la misma una homogeneidad en las características técnicas publicadas, entre las cuales las principales son las siguientes (Fuente: Vestas, Siemens, GE, Enercon y otros fabricantes de aerogeneradores):

- Potencia (kW).
- Velocidad de arranque (m/s).
- Velocidad de operación a máxima potencia (m/s).
- Diámetro de rotor (m).
- Área de barrido de palas (m²).
- Tipo de sistema de control de velocidad del rotor.
- Multiplicadora o de otro sistema sin multiplicadora (*Direct Drive*).
- Tipo de torre.
- Altura de torre (m).
- Conexión a red disponible.
- Sistema híbrido de conexión a la red disponible.
- Número de palas.

En el proceso de investigación el autor ha realizado un estudio comparativo de detalle, basado en la información pública proporcionada por los fabricantes, sobre cada una de estas características técnicas de los aerogeneradores Onshore mayores de 100 kW la cual se presenta en el anexo 2.4.2.1. del capítulo 2.

2.4.2.2. Aerogeneradores Onshore: componentes principales.

Como preámbulo e introducción al apartado 2.4. se procede a describir sintéticamente los principales

componentes de un aerogenerador eólico Onshore. En los Anexos del capítulo se presentan esquemas generales de los componentes de un aerogenerador Onshore. Adicionalmente se han descrito con detalle los sub-componentes del aerogenerador Onshore en el apartado 2.3.

A- Nacelle o Góndola:

La nacelle, ubicada en la parte superior del aerogenerador, se orienta hacia la dirección del viento girando sobre su base anclada a la parte superior de la torre mediante un sistema de giro compuesto por una corona de giro y unos motores eléctricos de giro. Contiene los componentes principales del aerogenerador entre los cuales citamos los principales (EWEA; González Velasco; CENER, Fernández Díez; Lecuona; Burton, T.; Sharpe, D.; Jenkins, N. et al.):

- Eje principal (baja velocidad).
- Multiplicadora.
- Generador eléctrico.
- Convertidores de potencia.
- Controlador electrónico.
- Transformador.
- Carcasa exterior de fibra.
- Bastidor fundido y mecanizado.
- Sistema de giro de la Góndola (*Yaw System*).
- Sistema de frenado de la multiplicadora.
- Unidad de refrigeración.
- Cableados y conexiones.
- Anemómetros y sensores de viento.

Eje de baja velocidad: conecta el buje del rotor a la multiplicadora. En los aerogeneradores modernos el rotor gira muy lento, a unas 20 a 35 r.p.m. El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

Multiplicadora: transforma la velocidad del eje del rotor del aerogenerador en una salida a mayores r.p.m. a la entrada al generador. Tiene un eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad gire 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad. El eje de alta velocidad gira aproximadamente entre 400 r.p.m. (velocidad media) y 1.500 r.p.m. (en alta velocidad) lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia, el cual se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

Generador eléctrico: existen diferentes tipos dependiendo del diseño del aerogenerador. Este componente transforma la energía cinética recibida en su rotor en energía eléctrica. Pueden ser de diferentes tipologías de generación de corriente alterna (CENER; Madrid, A. y Burton, T. et al.):

- *Síncronos:* pueden ser de varios tipos.
 - Síncrono de bajo nº de polos con control de excitación.
 - Síncrono multipolar con control de excitación externa (doble bobinado).
 - Síncrono multipolar con imanes permanentes (bobinado en el estator).
 - Síncrono de reluctancia conmutada.
- *Asíncronos:* pueden ser de varios tipos.
 - Asíncronos de Jaula de ardilla o inducción.
 - Asíncronos de Jaula de ardilla o inducción con doble bobinado.
 - Asíncronos doblemente alimentados con excitación.
- *Direct Drive* (Accionamiento Directo: aerogeneradores sin multiplicadora): son generadores del tipo síncrono de imanes permanentes y con devanados, con el rotor externo al generador.

Convertidores de Potencia: convierten la corriente continua generada por el generador en corriente alterna para después de su transformación inyectarla a la red. Los convertidores en los aerogeneradores suelen ser de 2 tipos:

- *Full Converters:* el 100% de la energía producida se convierte primero en corriente continua y posteriormente en corriente alterna a la frecuencia de red (50 ó 60 Hz).
- Doblemente alimentados (DFIM=*Double Fed Induction Machines*): requieren que tanto el rotor como el estator del generador sean alimentados con corriente.

Controlador electrónico: Es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del

aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. El mecanismo de orientación está activado por el sistema de control que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. En caso de cualquier disfunción automáticamente detiene el aerogenerador y realiza una llamada al ordenador del operario de mantenimiento encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.

Transformador: se sitúan o en la parte trasera de la nacelle o en la base de la torre. Su función es realizar la transformación de la tensión de salida de los convertidores de potencia a la tensión de la red eléctrica.

Carcasa exterior de fibra: su función es la protección de la maquinaria montada en la nacelle de las condiciones meteorológicas externas. Está fabricada generalmente en material de fibra de vidrio.

Bastidor principal fundido y mecanizado: es el soporte principal de la mayor parte de los componentes montados sobre la nacelle. Se une a la parte superior de la torre por medio del sistema de giro. En algunos modelos de aerogenerador existe una estructura trasera de acero mecano-soldado que se une al bastidor principal en la cual se montan el resto de componentes de la nacelle.

Sistema de giro de la góndola: conforma la unión entre la nacelle y la parte superior de la torre y su función es permitir la orientación y giro de la nacelle en la dirección del viento. El giro se realiza por medio de una corona dentada, un anillo deslizante y unos motores de giro.

Sistema de frenado de la multiplicadora: su función es realizar la operación de frenado del eje de alta velocidad de la multiplicadora en condiciones de vientos elevados o de paradas de emergencia. El sistema de frenado se compone por lo general de unas pinzas de freno y de un sistema hidráulico.

Unidad de refrigeración: Contiene un sistema de ventiladores eléctricos y de intercambiadores de calor utilizados para mantener la góndola y el entorno de los principales componentes a la temperatura especificada. En caso de que se disponga de multiplicadora esta incorpora un sistema de refrigeración por aceite empleado para enfriar el aceite del circuito multiplicador. Algunos aerogeneradores tienen generadores eléctricos refrigerados por agua.

Anemómetro y sensores de viento: se sitúan generalmente en la parte posterior de la góndola y miden la dirección y velocidad del viento instantáneamente enviando las señales a los sistemas de control del aerogenerador. Estas señales electrónicas son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza la velocidad de arranque especificada (a partir de aproximadamente 3 m/s).

B-Palas: presentan un diseño similar al del ala de un avión. Capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.

C-Rotor: el buje o rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador y se ensambla a la parte delantera de la Nacelle. Sobre el buje se ensamblan las palas y en el buje se montan los rodamientos de pala que permiten el giro de las palas.

D-Torre: soporta la góndola y el rotor con las palas. Puede ser de varios tipos:

- Tubo de acero en varios tramos.
- Torre de celosía metálica.
- Torre de hormigón.
- Torre mixta de hormigón y tubo de acero.

El grosor de la sección y la altura de la torre varían en función de las características del aerogenerador. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de los aerogeneradores ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es su coste más reducido en comparación con las de tipo metálico o las de hormigón.

2.4.2.3. Características técnicas generales de los aerogeneradores Onshore.

El alcance de la investigación en este apartado viene definido por las siguientes premisas y criterios investigadores:

- Base de partida de la investigación: seleccionar los 11 primeros fabricantes mundiales de aerogeneradores Onshore en el año 2012 desde potencias mayores de 100 kW y sintetizar las principales características técnicas que se ofertan en las hojas técnicas de sus productos.
- La investigación se centra en las características técnicas de los modelos de aerogeneradores Onshore con potencias mayores de 100 kW los cuales son los más demandados por el mercado, los que mayor

- número de ventas acumulan y los que se están instalando en la actualidad en mayor número en el mercado global.
- Incorporar al estudio las características técnicas diferenciales de los aerogeneradores Onshore pertenecientes al resto de fabricantes de aerogeneradores (con potencias >100 kW) no incluidos en el estudio de detalle.
- Elaborar diferentes tablas de síntesis con los datos obtenidos en la investigación referentes a los parámetros técnicos de los aerogeneradores analizados (ver Anexo 2.4.2.3.):
 - Características técnicas generales y principales factores técnicos hechos públicos en la información técnica de los fabricantes.
 - Características técnicas de los sub-sistemas principales de los aerogeneradores Onshore: nacelle, torre, palas, cimentaciones, sistemas de control, emplazamientos, conexión a la red eléctrica, instalación y montaje en campo.
 - Características técnicas de los sub-componentes principales de los aerogeneradores Onshore: multiplicadora, generadores, electrónica de potencia, sistema de control, etc.
- Elaboración de conclusiones a partir de los datos obtenidos en la investigación: de las características técnicas generales, de los sub-sistemas y de los sub-componentes.

Como base de partida para investigar, analizar y derivar conclusiones sobre las características técnicas de los aerogeneradores Onshore se utiliza la definición de característica técnica la considerada en el punto 2.4.1.

Un modelo de clasificación general de los aerogeneradores Onshore es clasificarlos en cuanto a potencia y diámetro de rotor, con lo cual se obtienen dos factores técnicos generales según la bibliografía consultada (EWEA, Merryl Lynch, Lawrence Berkeley National Laboratory, Escudero López, Lecuona et al.):

- Potencia máxima de su generador eléctrico (en kW).
- Diámetro de rotor (en metros).
- Altura de rotor (en metros).

Como referencia en cuanto a características técnicas de los aerogeneradores Onshore en la Figura 2.4.5. se muestra la evolución histórica combinada de los datos medios globales de la potencia, el diámetro del rotor y la altura del rotor desde el año 2001 hasta el año 2010 (Lawrence Berkeley National Laboratory, 2011).

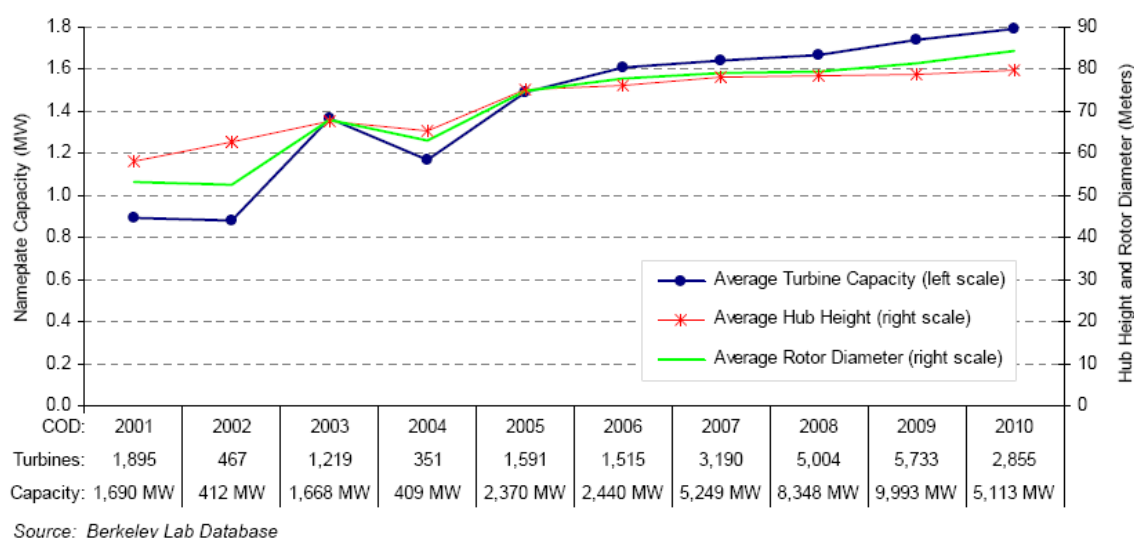
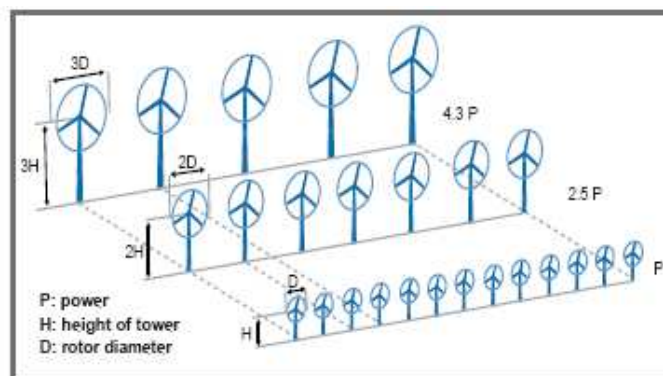


Figura 2.4.5. Estadística de datos medios globales de aerogeneradores Onshore de la potencia, el diámetro del rotor y la altura del rotor (Fuente: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2011).

El rendimiento máximo de un aerogenerador viene dado por el cuadrado de su diámetro de rotor y la potencia máxima del generador eléctrico, que es a su vez la máxima potencia que puede generar el

aerogenerador. Por lo tanto los aerogeneradores de mayor tamaño (diámetro de rotor) requieren de generadores eléctricos de mayor potencia para poder aprovechar todo el potencial de la energía cinética generada por medio del rotor (Lawerence Berkeley National Laboratory).

Para el mismo tamaño de rotor los aerogeneradores instalados en emplazamientos con vientos altos y medios (Norma IEC Clases I y II) necesitarán generadores eléctricos de mayor potencia que aquellos aerogeneradores que estén montados en emplazamientos de vientos bajos (Norma IEC Clase III, IV y S). Del mismo modo si la potencia del generador eléctrico es la misma para dos aerogeneradores, tendremos que para un emplazamiento con vientos altos necesitará un rotor con diámetro más pequeño, y si el emplazamiento es de vientos bajos se necesitará un diámetro de rotor mayor (EWEA, Merrill Lynch). Como conclusión y en relación a estas dos características técnicas, se determina que los aerogeneradores a mayor diámetro de rotor obtienen mayores potencias que las proporcionales por el aumento de tamaño del aerogenerador (ver Figura 2.4.6.).



Source: EWEA, Merrill Lynch

Figura 2.4.6. Gráfico de relación entre aerogeneradores a mayor tamaño mayor potencia (Fuente: EWEA y Merrill Lynch).

El estudio de las características técnicas de los aerogeneradores Onshore de los 11 principales fabricantes mundiales de aerogeneradores Onshore (con potencias > 100 kW) nos proporcionan los datos expuestos a continuación, a partir del estudio de investigación de campo realizado en esta tesis (ver Anexo 2.4.2.3.):

- Base de análisis de la investigación: se consideran para el estudio de campo los 11 primeros fabricantes mundiales de aerogeneradores Onshore en 2011 con potencias mayores de 100 kW, los cuales se clasifican por orden en cuanto a MW instalados en el año 2011 (entre paréntesis se indica el país de origen):
 1. Vestas (Dinamarca).
 2. General Electric-GE (USA).
 3. Sinovel (China).
 4. Enercon (Alemania).
 5. Goldwind (China).
 6. Siemens (Alemania).
 7. Gamesa (España).
 8. Suzlon (India).
 9. DEC-Dongfang Electric Co. (China).
 10. Re-Power (Alemania).
 11. Nordex (Alemania).
- Debido a que el fabricante DEC-Dongfang presenta diseños bajo patente de Re-Power y además no se facilitan públicamente datos técnicos en sus catálogos de producto (sus aerogeneradores se fabrican en exclusiva para el mercado chino) se ha procedido a incluir en el proceso de investigación al fabricante Nordex (Alemania) que ocupa el número 11 según la clasificación del año 2012 (Fuente: BTM) y de esta manera poder completar así las once principales compañías.
- Modelos de aerogeneradores Onshore analizados (con potencias >100 kW): son los indicados en las Tablas 1 a 10 del anexo 2.4.2.3., los cuales se encuentran actualmente en el catálogo de ventas de cada uno de los 11 fabricantes.
- Tablas de características técnicas y factores técnicos (ver Anexo 2.4.2.3.): se presenta una tabla con la síntesis de productos de cada fabricante de aerogeneradores, en la cual se incluyen todas las características técnicas generales y de detalle disponibles en los catálogos comerciales para cada

producto del fabricante.

- Estadísticas: de los datos obtenidos en el trabajo de investigación de campo registrado en las tablas del Anexo 2.4.2.3., se procede a realizar una presentación estadística de los datos obtenidos para cada fabricante y del conjunto de características técnicas.

El alcance de la investigación de este apartado 2.4.2.3. de esta tesis doctoral se ha centrado en el análisis de los once primeros fabricantes mundiales de aerogeneradores Onshore (Bloomberg New Energy Finance, BTM y Make) y sus diferentes modelos de aerogeneradores, cuyas principales características técnicas se han sintetizado a partir de la información disponible en las tablas resumen mostradas en el Anexo 2.4.2.3. Estos datos complementan la investigación realizada, como un análisis general no exhaustivo de los principales fabricantes de aerogeneradores a nivel global, y que se ha sintetizado en la tabla incluida en la Figura 2.4.7.

Como resultado de la investigación y del análisis de los datos globales obtenidos del mercado de los modelos de aerogenerador de los 11 principales fabricantes de aerogeneradores Onshore indicados en las tablas del anexo 2.4.2.3. se desarrolla a continuación la síntesis de resultados obtenidos y las conclusiones preliminares (Fuente: Vestas, Siemens, GE, Enercon y otros fabricantes de aerogeneradores).

Modelos de aerogeneradores por segmentos de potencia.

En cuanto al nº de modelos de aerogeneradores destaca la distribución por segmentos de potencia: se analiza el número de modelos de aerogenerador Onshore comercializados por rangos de potencia (con datos hasta diciembre de 2012, con un total de modelos analizados de 57 y algunos de ellos, con la misma potencia, presentan diversas variantes para cada uno de ellos en cuanto a diámetros de rotor y altura de torre):

- El segmento desde los 100 kW hasta los 700 kW: presenta 3 modelos básicos (5,1 % del total). Indicar que este segmento fue el de partida en los años 80 y 90 del siglo XX y actualmente las potencias demandadas son mayores por parte de los clientes finales. Este tipo de aerogeneradores se están suministrando actualmente a países en vías de desarrollo fundamentalmente.
- El segmento desde los 700 kW a los 1,4 MW: presenta 12 modelos básicos (20,3 % del total).
- El segmento desde los 1,4 MW a los 2,0 MW: presenta 17 modelos básicos (28,8 % del total).
- El segmento de 2,1 MW hasta 3 MW presenta 23 modelos básicos (39 % del total). La demanda del sub-segmento de 2,1 MW a 3 MW es la que va a seguir aumentando en los próximos años debido a la demanda del mercado en relación a la potencia-rentabilidad de la inversión (ver punto 1.2.2.4.).
- El segmento desde los 700 kW a los 3 MW: presenta 52 modelos básicos (88,1 % del total). Dentro de este rango de potencias el sub-segmento de los 700 kW a los 2 MW es el que presenta el mayor nº de modelos del estudio (29 modelos con un 49,1 % del total) y corresponde con el rango de producto que más se ha vendido en el pasado en el mercado global hasta el año 2012.
- El segmento de > 3 MW hasta 10 MW ó más: en cuanto al nº de modelos de aerogeneradores presenta actualmente 4 modelos (6,8 % del total). Sin embargo es el segmento del futuro ya que la relación inversión-potencia generada va a ser superior que con modelos de menor potencia una vez que los diseños se optimicen. En la actualidad existen varios fabricantes desarrollando aerogeneradores con potencias mayores de 5 MW en fase de diseño, prototipos y certificación (no se indican al no disponerse de información pública oficial).

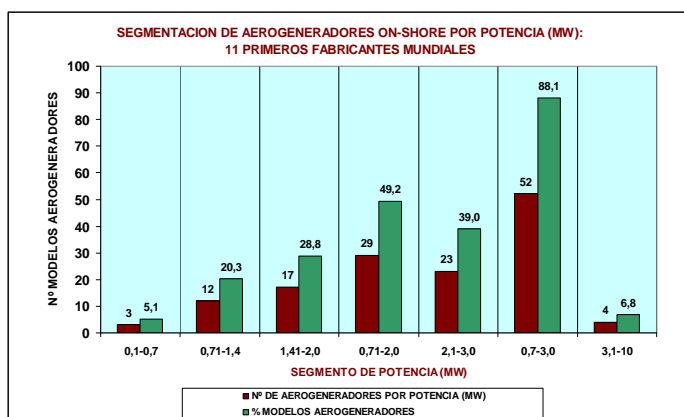


Figura 2.4.7. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

En relación a otras características técnicas generales de los aerogeneradores que no están descritas o analizadas en las tablas del Anexo 2.4.2.3. y asociadas a los primeros 11 fabricantes de aerogeneradores y que corresponden a otros fabricantes que utilizan diseños de aerogenerador o configuraciones diferentes, se indican las siguientes características técnicas diferenciales (fuente: fabricantes de aerogeneradores):

- Aerogeneradores de 1 pala.
- Aerogeneradores de 2 palas.
- Aerogeneradores con orientación de las palas en posición de Sotavento o *Down-Wind* (la parte trasera de la nacelle se orienta hacia el viento: es una configuración poco habitual).
- Torres de estructura metálica de celosía.

2.4.2.4. Características técnicas del diseño de un aerogenerador Onshore.

Dentro del apartado de características técnicas de detalle del aerogenerador Onshore se plantea por parte del autor el llevar a cabo un análisis general de lo que constituye la fase de diseño de los aerogeneradores Onshore con el objeto de poder facilitar la labor de identificación de las principales características técnicas de los mismos.

2.4.2.4.1. Fases de diseño de un aerogenerador Onshore.

En términos generales el diseño de un aerogenerador lo podemos dividir en cuatro fases fundamentales según las recomendaciones que indica la normativa británica BS7000 (Fuente: *British Standards*):

- I. Diseño conceptual.
- II. Diseño de conjunto.
- III. Diseño de detalle.
- IV. Diseño para fabricación.

El modelo descrito es genérico y lo han adoptado, bien totalmente o parcialmente, algunos fabricantes de aerogeneradores. Otros modelos de gestión de la fase de diseño de aerogeneradores son igualmente utilizados y aceptables para el objetivo de desarrollo de la fase de diseño. En la Figura 2.4.8. se muestra un esquema genérico, basado en la norma BS7000, de las fases y sub-fases del diseño de un aerogenerador (las cuales incluyen las cuatro fases generales anteriores y son aplicables a modelos Onshore, Offshore y de mini-eólica).

El modelo descrito (BS7000) presenta cada fase general del diseño del aerogenerador y se subdivide a su vez en sub-fases de diseño que definen actividades específicas y que se enumeran en la secuencia temporal de realización y ejecución.

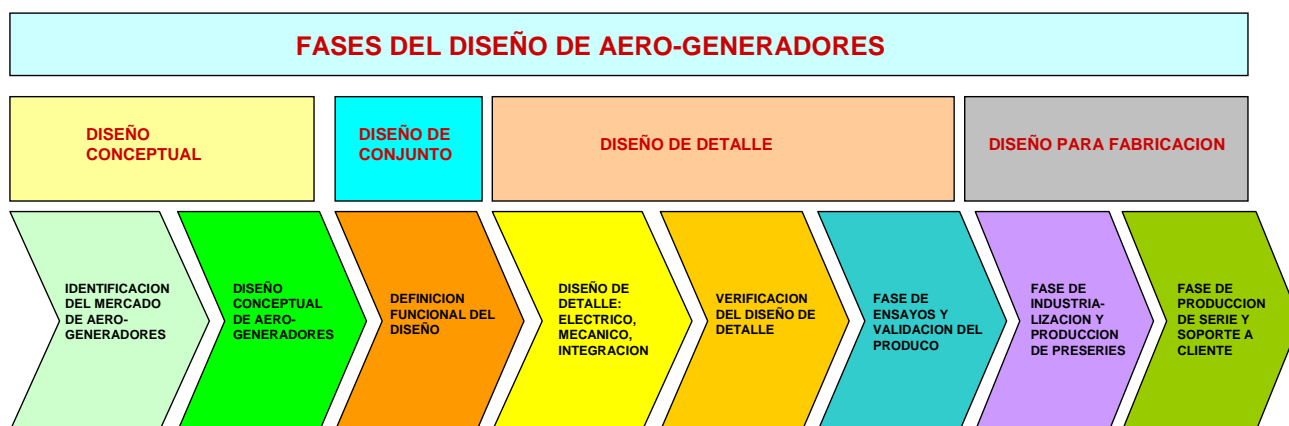


Figura 2.4.8. Esquema general de las fases de diseño de un aerogenerador (Fuente: Elaboración propia y BS)

Diseño conceptual.

La fase de diseño conceptual comprende una fase previa que es la del análisis del mercado de

aerogeneradores (Onshore y Offshore), los estudios de mercado con la identificación de las demandas de los clientes y el tipo de características técnicas que son solicitadas por los clientes finales para cada rango de potencias y aplicaciones en función de los tipos de emplazamientos. Tanto los departamentos de marketing como los de ingeniería están involucrados en esta fase inicial del diseño conceptual (Fuente: fabricantes de aerogeneradores y BS).

-Fase de identificación del mercado: el área de marketing de la empresa fabricante de aerogeneradores identifica las necesidades de mercado en cuanto a modelos de aerogenerador a diseñar y fabricar y las características técnicas demandadas por el mercado y por los clientes. Como referencia algunas de las características técnicas fundamentales son las siguientes:

- Potencia (kW).
- Diseño con multiplicadora o tipo *Direct Drive* (sin multiplicadora).
- Tipo de generador eléctrico: jaula de ardilla, síncrono, asíncrono, imanes permanentes, etc.
- Requisitos de conexión a la red.
- Clase de aerogenerador según el viento del emplazamiento: Clase I, II, III, IV, S.
- Diámetro de rotor.
- Disponibilidad de funcionamiento (en %).
- Altura de la torre.
- Curva de potencia y producción anual de energía eléctrica.
- Calidad de energía, ruido, potencia activa y reactiva, etc.

-Fase de Diseño conceptual: en esta fase y con las entradas y requerimientos del mercado eólico, los datos obtenidos en los estudios de mercado y de los potenciales clientes de aerogeneradores el área de ingeniería define el tipo de aerogenerador desde el punto de vista estructural y la configuración de diseño que incorporará (características técnicas generales y de detalle).

En la fase de diseño conceptual del aerogenerador se definen las características generales y la estructuración técnica del aerogenerador en cuanto a configuración de los principales elementos técnicos (eje horizontal o vertical, solicitudes mecánicas, tipo de tren de potencia, sistema con multiplicadora o con accionamiento directo *-Direct Drive-*, configuración eléctrica, potencia, rendimiento eléctrico, código de red, tipo de torre-metálica, hormigón, híbrida, celosía-, nº de palas, tipo de orientación hacia el viento-barlovento o sotavento-, rendimiento en la producción de energía, % de disponibilidad en operación, Clase de aerogenerador en función del tipo de viento, etc.).

Diseño de conjunto.

El diseño de conjunto de los aerogeneradores desarrolla y define, a partir de la configuración técnica general definida en la fase de diseño conceptual, los conceptos técnicos y los diseños específicos (entradas y salidas de diseño) en cuanto a características técnicas de los principales componentes del aerogenerador y sub-sistemas del mismo. La fase de diseño de conjunto es a su vez una fase integradora de los componentes, interfaces y sistemas que componen el aerogenerador. En esta fase del diseño se especifican a su vez las interfaces entre los diferentes componentes y sub-sistemas del aerogenerador (Fuente: EWEA, fabricantes de aerogeneradores y BS). Los principales sistemas que se integran en el diseño de conjunto de un aerogenerador Onshore son los siguientes:

- Torre.
- Cimentación de la torre.
- Palas.
- Rotor.
- Tren de potencia.
- Nacelle.
- Sistemas de giro y orientación.
- Sistema de control.
- Configuración eléctrica.
- Conexión a red.

-Fase de Diseño Funcional: en esta fase se lleva a cabo el diseño de conjunto que integra las soluciones técnicas y la configuración técnica definida para el aerogenerador a diseñar y fabricar.

Diseño de detalle.

Partiendo de la base de los requisitos estándar solicitados por el mercado se considera que la vida útil media estimada de un aerogenerador Onshore es de 20 años y en la fase de diseño de detalle es preciso analizar y verificar que el aerogenerador va a soportar todas las cargas mecánicas y solicitaciones técnicas que va a experimentar durante su vida útil (Fuente: EWEA, fabricantes de aerogeneradores y BS).

-Fase de Diseño de detalle: en esta fase se incluyen las sub-fases de diseño de componentes y la elaboración de planos y especificaciones tanto del área mecánica como eléctrica, especificaciones funcionales, requisitos de ensayo, planes de verificación del diseño y aprobación del mismo.

-Fase de Verificación del Diseño de detalle: en esta fase se incluyen la verificación de las diferentes sub-fases de diseño y su adecuación a los requisitos establecidos de acuerdo a los estándares, normativas de diseño, cálculos y salidas de diseño. Es una fase fundamental y previa al inicio de los procesos de validación y ensayos de producto.

-Fase de Ensayos y validación de producto: en esta fase se procede a ensayar tanto componentes del aerogenerador como el aerogenerador completo en campo con objeto de validar el diseño del producto. Consta de una fase interna de ensayos de validación llevados a cabo por el fabricante de aerogeneradores, como una fase externa de ensayos de certificación llevados a cabo por terceras partes (entidades certificadoras y laboratorios). Adicionalmente es necesario llevar a cabo una certificación del diseño y del producto (IEC, GL) para poder demostrar a los clientes del mercado la fiabilidad del aerogenerador (este tema se desarrolla en detalle en el punto de Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores).

De manera sistemática en la fase de diseño de detalle de un aerogenerador Onshore se tienen que cumplir una serie de requisitos técnicos llevando a cabo una verificación estructural del diseño mediante la comprobación de las siguientes características técnicas (IEC, GL):

- Los cálculos de diseño de detalle deben asegurar que no se produzca un fallo de un componente o del sistema.
- Establecimiento de unos valores de cargas de diseño con unas características técnicas y unas características de resistencia de los materiales: a ambos parámetros se les asignan unos coeficientes parciales de seguridad (entre el 2% y el 5% para la resistencia de los materiales).
- Los coeficientes de seguridad parciales están definidos en función de:
 - Modo de fallo.
 - Consecuencias del fallo.
 - Periodicidad de las inspecciones asignadas para cada componente o sistema.
- Comprobaciones estructurales que se deben realizar sobre los componentes y los sistemas:
 - Comprobación de la resistencia estructural del componente o sistema a condiciones de cargas extremas: Análisis estructural frente a cargas externas.
 - Comprobación de la vida a fatiga del componente o sistema: Análisis de fatiga.
 - Comprobación de la Estabilidad estructural.
 - Verificación de las deflexiones máximas (palas y torres): Análisis de deflexiones críticas.
 - Verificación de resonancias de componentes o sistemas.
- Definición de tolerancias de componentes y sistemas.
- Definición de protección contra la corrosión y lubricación de componentes y sistemas (ISO, IEC).

Las normas y estándares de referencia a aplicar en la verificación estructural del diseño y cargas del aerogenerador Onshore son las siguientes (IEC, GL, ISO, DNV):

- Norma IEC 61400-1 Edición 3 (*Wind turbine generator systems, Part 1: safety requirements*): definición de los casos de cargas de diseño que deben ser verificados.
- Estandar GL (Germanischer Lloyds) (*GL Wind Guideline: Regulation for the certification of wind energy conversion systems*)
- Estandar Danish Standard DS 472 (*Load and Safety for Wind Turbines Structures*): Cargas, propiedades de materiales y metodología de verificación.

- NVN11400-0 (*Wind Turbines: criteria for Type Certification*).
- DIBt Rigtlinien (*Windkraftanlagen Einwirkungen und Standsicherheits nachweis fur turf und grundung*): Definición de cargas y coeficientes parciales de seguridad.
- Risoe DNV: “*Guidelines for design of wind turbines*”.

Como referencia y como ampliación de la información relativa a la fase de diseño de un aerogenerador (Onshore y Offshore), se incluye en el Anexo 2.4.2.4.1.1. el resultado de la investigación por parte del autor en relación a los tipos de cargas mecánicas de diseño, la monitorización de cargas de diseño y los criterios de diseño de un aerogenerador Onshore. Esta parte de la investigación está basada en la bibliografía consultada la cual se referencia en el citado anexo.

Diseño para fabricación.

En esta fase del diseño se desarrollan, definen y se editan los planos, especificaciones, tolerancias de montaje, normas de ensayo, especificaciones de materiales y de calidad, requisitos técnicos de los componentes y de las operaciones de montaje y sub-montajes del aerogenerador. Con la edición de toda la documentación técnica generada en esta fase de diseño es factible el iniciar el proceso de fabricación de componentes y el de operaciones de ensamblaje de los mismos en el aerogenerador (nacelles, torres, palas) tanto en las plantas de fabricación como en el emplazamiento final en campo. En síntesis se desarrollan las siguientes fases de diseño para fabricación (Fuente: EWEA, fabricantes y BS):

-Fase de Industrialización de unidades de prototipos y pre-series: en esta fase se realiza la definición y control de las características técnicas críticas de montaje, los procesos de fabricación y montaje de las unidades de prototipos y primeras unidades de pre-series. Incluye procesos de montaje en planta y en parque, fabricación de componentes, ensayos en planta y emplazamiento.

-Fase de Industrialización de unidades de serie: en esta fase se definen los procesos definitivos de fabricación y montaje de las unidades de serie en la ubicación de producción definitiva. Incluye procesos de montaje en planta y en parque, fabricación de componentes, ensayos en planta y emplazamiento, definición y control de las características técnicas críticas de montaje. Esta fase del proyecto es gestionada por el departamento de operaciones de producción.

En el Anexo 2.4.2.4.1.2. (Matrices de las fases de diseño de un aerogenerador Onshore) se presenta una matriz resumen con las características técnicas de detalle identificadas para cada fase del diseño del aerogenerador Onshore.

2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore.

En este apartado se plantea la recopilación y síntesis de las principales características técnicas de los aerogeneradores Onshore, en base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores de los principales fabricantes de aerogeneradores y de los datos recopilados en la bibliografía consultada.

Criterios de identificación de características técnicas.

Para poder realizar un análisis e identificación sistematizada de las características técnicas del aerogenerador Onshore, se plantea la agrupación de las mismas por sistemas funcionales del aerogenerador y por áreas técnicas relativas a la instalación, conexión y certificación del mismo en el parque eólico. Las áreas técnicas seleccionadas por el autor de la tesis para llevar a cabo la investigación e identificación de factores técnicos son las siguientes:

- Características técnicas generales de un aerogenerador Onshore.
- Características técnicas generales de la nacelle.
- Características técnicas generales de la pala.
- Características técnicas generales de la torre.
- Características técnicas generales de la cimentación.
- Características técnicas generales del emplazamiento eólico terrestre.
- Características técnicas generales del sistema de control.

- Características técnicas generales de la instalación y montaje en campo.
- Características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica.
- Características técnicas generales de las certificaciones de los aerogeneradores Onshore.

En cada una de las áreas técnicas seleccionadas anteriormente se han identificado de manera sintética las principales características técnicas del aerogenerador Onshore y a su vez se han sintetizado en matrices que agrupan por fases las diferentes características técnicas. El criterio de identificación de las características técnicas está definido, dentro de cada fase mencionada en las matrices, por la bibliografía consultada, por la normativa técnica aplicable en cada caso y por las características técnicas publicadas por los fabricantes de aerogeneradores (Norma IEC 61400-1 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; Lecuona; EWEA; Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; DOWEC; AWEA et al.). Se ha realizado adicionalmente una sub-clasificación de los factores técnicos agrupándolos en fases y sub-fases por áreas de afinidad técnica, basados en la normativa técnica aplicable a los aerogeneradores, en las características técnicas publicadas por los fabricantes de aerogeneradores Onshore y en la bibliografía consultada. Este es un planteamiento del autor como herramienta para poder realizar un análisis sistemático que permita identificar con un criterio técnico las características técnicas y que posteriormente sea factible una identificación de la influencia de las mismas en el conjunto de la energía eólica, lo cual se llevará a cabo en el capítulo 4 de la presente tesis.

Características técnicas generales de un aerogenerador Onshore.

En la investigación llevada a cabo en esta tesis, la identificación de las principales características técnicas generales de un aerogenerador Onshore se ha llevada a cabo según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos:

- Características técnicas generales de configuración de producto: se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.9. se indican las principales características técnicas generales de configuración de producto de un aerogenerador Onshore (Norma IEC 61400-1; DOWEC; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; ECN Engels, W. et al.).
 - Características técnicas generales.
 - Condiciones medioambientales de funcionamiento.
 - Características técnicas generales: configuración.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EOLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE CONFIGURACIÓN DE PRODUCTO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES	Diseño estándar de referencia: según norma IEC 61400-1	N.A.
			Vida estimada del producto: 20 años.	AÑOS
			Potencia en MW.	MW
			Valor de cos (Phi) Capacitivo y Cos (Phi) inductivo: en el lado de baja tensión del transformador en todo el rango de temperaturas y condiciones de potencia.	N.A.
			Valor de Tensión de generación en corriente alterna (V).	V
			Frecuencia: 50 / 60 Hz.	Hz
			Disponibilidad del aerogenerador (%): es el valor de funcionamiento (en %) sin paradas sobre el máximo de horas posibles de funcionamiento (producción de energía sobre el total posible).	> 95%
		CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES DE FUNCIONAMIENTO	Rango de temperatura de funcionamiento: • Temperatura Estándar (-20°C a + 40°C). • Baja Temperatura (-30°C a + 40°C). • Alta Temperatura (-20°C a + 45°C).	°C
			Rango de temperatura de almacenamiento: • Temperatura Estándar (-30°C a + 50°C). • Baja Temperatura (-30°C a + 40°C). • Alta Temperatura (-40°C a + 50°C).	°C
			Humedad relativa estándar: < 95%.	%
			Altitud (Rango de funcionamiento a la altura del buje): Estándar (0 a 1200 m / 1500 m) / Especial (>1500 m).	m
			Intensidad de radiación solar (W/m2).	W/m2
			Densidad del aire en condiciones estándar: 1,225 Kg. /m3.	Kg. /m3
			Sistemas de detección de hielo: opcional.	N.A.
			Protección contra rayos: IEC 62305-3 y IEC TR 61400-24 Part 24.	N.A.
			Polvo (Sistemas anti-polvo): requerimientos estándar de acuerdo a UNE EN 60271.	N.A.
			Protección contra la corrosión: según ISO 12944 y ISO 9223. • Interior de Nacelle: estándar C3 Medio / C3 H. • Rotor y compartimento del transformador: C4 Alta (C4 H). • Exterior del aerogenerador: C5 I / C5 Alta (C5 H). • Corrosión marina: C5-M/H.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: CONFIGURACIÓN	Orientación del rotor: Horizontal (HAWT) / Vertical (VAWT).	N.A.
			Situación del rotor respecto a la dirección del viento: Barlovento (Upwind) / Sotavento (Downwind).	N.A.
			Dirección de rotación del rotor: Sentido de agujas del reloj / Sentido contrario de agujas del reloj.	N.A.
			Sistema de ángulo de pala (Pitch): Giro completo (full span) / giro parcial.	N.A.
			Sistema de pitch: Hidráulico / Eléctrico.	N.A.
			Sistema de regulación de potencia: Velocidad variable / Velocidad fija.	N.A.
			Sistema de control de ángulo del Pitch: Pitch / Stall.	N.A.
			Sistema de cambio de paso: Fijo / Variable.	N.A.
			Diámetro de rotor.	m
			Número de palas.	Nº
			Tipo de pala: Mono-pieza / Pala seccionada (Nº de secciones).	N.A.
			Altura de torre.	m
			Pesos nominales (Toneladas): Nacelle / Rotor / Rotor (con palas incluidas) / Pala / Torre.	Toneladas
			Elevador interno en la torre: SI / NO.	N.A.

Figura 2.4.9. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de configuración de producto de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco et al.)

- **Características eléctricas de un aerogenerador Onshore:** se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de la Figura 2.4.10. y de la Figura 2.4.11. se indican las principales características técnicas eléctricas de un aerogenerador Onshore (Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; ECN Engels, W. et al.).
 - Tensión voltaje de los transformadores (kV).
 - Características técnicas de la conexión a la red.
 - Celda de transformación de conexión a la red.
 - Conexión a la red eléctrica: estándares de países.
 - Curva de potencia: condiciones estándar de operación de un aerogenerador Onshore.

- Curva de potencia: condiciones de curva de potencia en el punto de peor condición de operación.
- Calidad de la energía.
- Interfaces de comunicaciones del aerogenerador Onshore.
- Nivel de ruido producido por el aerogenerador Onshore.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE	CURVA DE POTENCIA: condiciones estándar de operación de un aerogenerador On-Shore	Velocidad de viento: 7,5 m/s a 100 m de altura y Distribución Weibull C = 2.	m/s
			Velocidad de arranque (m/s).	m/s
			Velocidad de máxima potencia (m/s): Rated power.	m/s
			Intensidad de turbulencia del viento: 10% (a 15 m/s).	%
			Densidad del aire: 1,225 Kg. /m3.	Kg. /m3
			Terreno llano con coeficiente de cortadura (a definir).	N.A.
			Temperatura en el aerogenerador (°C): estándar de funcionamiento en el interior de la nacelle definida por el fabricante.	°C
			Caídas de tensión (V): según el procedimiento operativo PO 12.3.	V
			Valor de Cos PHI (a potencia nominal): 1.	N.A.
			Cálculo teórico de pérdidas: la curva de potencia incluye las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas.	W
		CURVA DE POTENCIA: Condiciones de curva de potencia en el punto de peor condición de operación.	Flujo de viento ascendente: >8° (Esta condición reduce el área de rotor un 1%).	°(ANGULO)
			Caídas de tensión: valores -10% y Cos Phi=0,9 añaden un 1% adicional de pérdidas.	V
			Turbulencias elevadas: 10% por encima del nivel estándar (reduce la potencia del orden de 9 m/s).	%
			Turbulencias bajas: 5% por debajo del nivel estándar (reduce la potencia del orden de 9 m/s).	%
			Densidad del aire: 1,225 Kg. /m3.	Kg. /m3
			Velocidad de viento: 7,5 m/s a 100 m de altura y Distribución Weibull C = 2.	m/s
			Tolerancia de ruido: +/- 2 dB (A).	dB (A)
			Relación de Producción anual de energía (MWh / año) en función del nivel de ruido (dB(A)) permitido: a mayor nivel de ruido mayor producción anual en MWh / año.	MWh / año
		CALIDAD DE LA ENERGÍA	Calidad de la energía: según la norma IEC 61400-21	N.A.
			Factor de potencia = 1	N.A.
			Coeficiente Flicker: $C(\psi_k) < 5$ (para todas las condiciones de viento e impedancias de ángulos de fase de red incluidos en la norma IEC 61400-21).	N.A.
			Factor de cambio de Voltaje: $k_u(\psi_k) < 0.4$. Para ángulos $\psi_k \geq 70^\circ$ ($e\psi_k$ normalmente próximo a 90°). $\psi_k < 70^\circ$	N.A.
			Factor de cambio de Voltaje: $k_v(\psi_k) < 1$.Para para todas las condiciones de viento incluidas en la norma IEC 61400-21.	N.A.
			Factor Flicker step: $k_f(\psi_k)$ (para todas las condiciones de viento e impedancias de ángulos de fase de red incluidos en la norma IEC 61400-21). Vienen definidas por: $N_{10}^{0.33} \cdot k_f(\psi_k) < 0.3333$ $N_{120}^{0.33} \cdot k_f(\psi_k) < 0.5$	N.A.
			Contenido de armónicos de corriente THD < 2%.	%
		INTERFACES DE COMUNICACIONES DEL AEROGENERADOR	Comunicaciones remotas: se realizan mediante • PLC. • Unidad de control del convertidor de potencia. • Sistema de mantenimiento Predictivo / Preventivo.	N.A.
			Interfaces de protocolos de comunicaciones remotas: se realizan mediante sistemas ETHERNET (Protocolos TPC/IP; FTP; OPC) / PROFIBUS / Bus de campo / Otros.	N.A.
			Interfaces físicas de comunicaciones remotas: el tipo de conexiones físicas a realizar en la base de la torre pueden ser • Cable de fibra óptica más conectores Mono-modo / Multi-modo. • Otro tipo de cables: cable telefónico / Otros. • Nº de cables: mínimo dos.	N.A.
		NIVEL DE RUIDO PRODUCIDO POR EL AEROGENERADOR ON-SHORE	Ruido estándar: dB (A).	dB (A)
			Bajo ruido: dB (A).	dB (A)

Figura 2.4.10. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas eléctricas de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE UN AEROGENERADOR ONSHORE	TENSION VOLTAJE DE LOS TRANSFORMADORES (KV)	Europa (50 Hz): 10, 15, 20, 30, 33, 34,5 kV.	kV
			Estados Unidos y Canadá (60 Hz): 27,6, 34,5 kV.	kV
			China (50 Hz): 35 kV.	kV
			Conexión de los transformadores: tipo ESTRELLA / TRIÁNGULO en baja tensión y alta tensión respectivamente y las combinaciones posibles.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED	Conexiones de tierra del aerogenerador: se realiza mediante barra de cobre de dimensiones a determinar por el fabricante del aerogenerador (Largo x Ancho x Alto mm) y deberá conectar las conexiones de tierra del aerogenerador con las conexiones de tierra del parque eólico o emplazamiento y con las de la celda de transformación.	N.A.
			La empresa eléctrica distribuidora debe cumplir la norma EN 50160 sobre PCC (Point of common coupling = Punto de conexión común) en cuanto a conexión de varios aerogeneradores a la red.	N.A.
			Desajustes de Tensión de red: < 2%.	%
			Contenido de tensión de armónicos THD < 8%.	%
			Frecuencia de conexión: 50 Hz / 60 Hz con tolerancia +/- 6%.	Hz
			Voltaje en la conexión a media tensión (lado del parque eólico/aerogenerador): Valor kV (trifásico).	V
			Potencia de cortocircuito de un aerogenerador: la mínima Potencia de cortocircuito de la conexión del aerogenerador a media tensión deberá ser 20 veces la potencia nominal. La fórmula es: $SkWTG = 20 \times PR$ donde (PR = Potencia nominal y SkWTG = Mínima potencia de cortocircuito del aerogenerador).	W
			Potencia de cortocircuito de aerogeneradores en un parque eólico: la mínima Potencia de cortocircuito de la conexión de los aerogeneradores en el punto de conexión común (PCC) deberá ser 20 veces la suma de la potencia nominal de todos los aerogeneradores. La fórmula es: $SkPCC = 20 \times PR_{WF}$ donde (PR_WF = suma de Potencia nominal de los aerogeneradores y SkPCC = Mínima potencia de cortocircuito de los aerogeneradores en el punto de conexión común PCC).	W
			Cables de Media tensión / Baja Tensión: las principales características técnicas son <ul style="list-style-type: none"> • Trifásicos (3 conductores) / Monofásicos (1 conductor). • Material de los conductores: Cobre / Aluminio. • Apantallamiento: Si / No. • Cubierta libre de halógenos: Si / No. • Tipo de material de cubierta: según especificaciones del fabricante de aerogenerador. 	N.A.
		CELDA DE TRANSFORMACIÓN DE CONEXIÓN A LA RED	Elementos de las celdas de transformación: Compartimento de protección con el mecanismo de corte / Compartimento de alimentación / Compartimento de conexionado de cables del aerogenerador.	N.A.
			Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).	N.A.
			Ubicación de la celda de transformación: <ul style="list-style-type: none"> • Estación de transformación. • Exterior. • Compartimento especial. 	N.A.
		CONEXIÓN A LA RED ELECTRICA: ESTANDARES DE PAISES	<u>España</u> : Procedimiento de operación P.O. 12.3 de R.E.E. (Red Eléctrica Española) versión 04-10-2006.	N.A.
			<u>Alemania</u> : Procedimiento operativo EEG209. <ul style="list-style-type: none"> • High Voltage: Transmission code 2007 + SDL appendix 1-2 • Medium Voltage: MV guideline 2008 + SDL appendix 1-2 	N.A.
			<u>Francia</u> : Procedimiento operativo (Con.Tec. BT, MT, AT: arrete du 23 avril 2008). <ul style="list-style-type: none"> • Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement a un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique. • Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique. 	N.A.
			<u>Grecia</u> : Procedimiento operativo (Grid control and power Exchange code for Electricity version 2007).	N.A.
			<u>Italia</u> : Procedimiento operativo (Sistema de controllo e protezione delle centrali eoliche. Allegato 17 julio 2008).	N.A.
			<u>Polonia</u> : Procedimiento operativo (Conditions for use, operation and exploitation and development of the grid: ITSOM March 2006).	N.A.
			<u>Reino Unido (UK)</u> : Procedimiento operativo (Grid Code issue 3 revision 29 of 1st September 2008).	N.A.
			<u>Irlanda</u> : Procedimiento operativo (ESB Network Distribution Code V2 October 2007; DCCC11 Additional requirements for Wind Generation).	N.A.
			<u>Irlanda del Norte</u> : SONI Grid Code (Oct. 2007) – Schedule 2 of the Connection Conditions.	N.A.
			<u>Portugal</u> : Procedimiento operativo (Projecto de revisao do regulamento da rede de transporte, Diciembre 2005).	N.A.
			<u>Rumania</u> : Procedimiento operativo Technical requirements for connecting wind power station to public electricity networks (Draft version 2008).	N.A.
			<u>Turquia</u> : Procedimiento operativo (Annex 18: Grid connection criteria for the Wind Power generation based generation plants, December 2008).	N.A.
			<u>Estados Unidos</u> : Procedimiento operativo (Inter-connection for Wind Energy, 18 CFR Part 35 (Docket Nº RM05-4-001; Order No 661-A. December 2005).	N.A.
			<u>Canadá</u> : Procedimiento operativo (Canadian Grid Code for wind development, CWEA January 2005).	N.A.

Figura 2.4.11. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas eléctricas de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco et al.).

- Características de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Onshore: se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de la Figura 2.4.12., Figura 2.4.13 y de la Figura 2.4.14. se indican las principales características técnicas de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Onshore (Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; ECN Engels, W. et al.).
 - Parámetros de operación de un aerogenerador Onshore.
 - Vida del aerogenerador y condiciones de integridad estructural
 - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore: requisitos de fiabilidad.
 - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore: disponibilidad de mantenimiento.
 - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore: disponibilidad de comprobación.
 - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore: repuestos, consumibles y herramientas.
 - Requisitos medioambientales en el diseño de un aerogenerador Onshore: diseño y mantenimiento de producto.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, VIDA, MANTENIMIENTO Y MEDIO AMBIENTALES DE UN AEROGENERADOR ONSHORE	PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE UN AEROGENERADOR ONSHORE	Deflexión de punta de pala hacia la torre: metros.	m
			Velocidad de máxima potencia (m/s).	m/s
			Velocidad de arranque (Cut-in speed): (m/s).	m/s
			Velocidad de corte de funcionamiento (Cut-out speed): (m/s).	m/s
			Velocidad de rotor nominal: r.p.m.	r.p.m.
			Maxima sobre-velocidad rotor: %	%
			Máxima sobre-velocidad del aerogenerador (X veces velocidad nominal): r.p.m.	r.p.m.
			Par mecánico nominal (LSS): kN•m	kN•m
			Nivel de ruido: dB(A).	dB(A)
			Relación de ángulo de Pitch: grados/segundo.	° / s
			Modelos de aerogenerador por Clase de viento (IEC 61400-1).	N.A.
			Tipo de tren de potencia: Multiplicadora / Direct Drive (sin multiplicadora).	N.A.
			Peso total de la góndola (Toneladas) en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
			Peso total del aerogenerador (Toneladas) en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
			Color exterior (según norma RAL): RAL definido por el fabricante.	RAL
			<u>Mínima distancia entre aerogeneradores en el emplazamiento (m):</u> la ubicación se define en función de los siguientes parámetros. <input type="checkbox"/> Dirección predominante del viento. <input type="checkbox"/> Perpendicular a la dirección predominante del viento. <input type="checkbox"/> Condiciones de turbulencias del viento.	m
			<u>Clases de emplazamiento según IEC 61400-1 Edición 3:</u> Clase I, II, III, IV, S (Clases de aerogenerador en función de la velocidad del viento) y DIBT WZ (condiciones dependiendo de la altura del rotor).	N.A.
			<u>Comunicaciones y control remoto del aerogenerador:</u> los siguientes parámetros deben ser operados remotamente. <input type="checkbox"/> Arranque del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Parada del aerogenerador: pausa, parada, emergencia. <input type="checkbox"/> Demanda de Potencia Activa P. <input type="checkbox"/> Demanda de Potencia Reactiva Q. <input type="checkbox"/> Requerimientos de tensión de la red V. <input type="checkbox"/> Requerimientos de frecuencia. <input type="checkbox"/> Requerimientos de Factor de Potencia (Cos Fi). <input type="checkbox"/> Requerimientos de sincronización horaria. <input type="checkbox"/> Requerimientos de nivel de ruido.	N.A.
			<u>Interfaces con el terreno de la cimentación:</u> los suelos de la cimentación deben cumplir con las siguientes características técnicas. <input type="checkbox"/> Capacidad de resistencia del suelo: $\sigma_{adm} \geq 2.5 \text{ kg/cm}^2$ <input type="checkbox"/> Módulo de elasticidad dinámica del suelo: $E_d \geq 100 \text{ MPa}$ <input type="checkbox"/> Ratio de Poisson del suelo: $\mu \leq 0.3$ <input type="checkbox"/> Nivel de aguas subterráneas debajo de la cimentación: m. <input type="checkbox"/> Condiciones especiales de cimentación: a definir por cada fabricante de aerogenerador. <input type="checkbox"/> Diferencial máximo de plenitud del asentamiento de la cimentación: 40 mm. <input type="checkbox"/> Rigidez rotacional de la cimentación: $(kR = M/\theta) \geq 1.5 \cdot 10^{11} \text{ Nm/rad}$ (donde M=momento de rotación de vuelco y θ = Ángulo de rotación). <input type="checkbox"/> Dimensiones de la cimentación según norma Eurocode 2 (EN 1992-1-1: 2004).	N.A.
			Media Producción energía: GW•h	GW•h
			<u>Rutados de cables en la cimentación:</u> definición de profundidad de montaje en tierra para cables de tierra, cables de señal y alimentación (>500 mm).	mm

Figura 2.4.12. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, VIDA, MANTENIMIENTO Y MEDIO AMBIENTALES DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE	VIDA DEL AEROGENERADOR Y CONDICIONES DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL	<u>Vida del aerogenerador y condiciones de integridad estructural</u> : adicionalmente a la norma general de aerogeneradores (IEC 61400-1) se indican las principales normativas aplicables.	Años
			<u>NORMA GENERAL SOBRE VIDA</u> : Germanischer Lloyd. Rules and Guidelines. IV Industrial Services. Guideline for the Certification of Wind Turbines. Edition 2003 with Supplement 2004.	N.A.
			<u>ESTRUCTURAS METÁLICAS</u> : EN 1993-1-1:2005, Eurocode 3. "Design of steel structures, Part 1-1: General rules and rules for buildings".	N.A.
			<u>ESTRUCTURAS METÁLICAS</u> : EN 1993-1-9:2005, Eurocode 3. "Design of steel structures, Part 1-9: Fatigue strength of steel structures"	N.A.
			<u>ESTRUCTURAS METÁLICAS</u> : EN 1993-1-9:2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-10: Material toughness and through-thickness properties"	N.A.
			<u>ESTRUCTURAS METÁLICAS</u> : Zur Bemessung geschraubter Ringflanschverwindungen von Windenergieanlagen. Seidel, M. Shaker Verlag. Aachen 200.	N.A.
			<u>ESTRUCTURAS DE CIMENTACIÓN</u> : EN 1992, Eurocode 2. "Design of concrete structures".	N.A.
			<u>ESTRUCTURAS DE CIMENTACIÓN</u> : EN 1998, Eurocode 8. "Design of structures for earthquake resistance".	N.A.
			<u>ESTRUCTURAS DE CIMENTACIÓN</u> : CEB-FIB Model Code 1990	N.A.
			<u>UNIONES ATORNILLADAS</u> : VDI 2230 Part 1, Systematic calculation of high duty bolted joints - Joints with one cylindrical bolt, issued. February 2003.	N.A.
			<u>UNIONES ATORNILLADAS</u> : EN 1993-1-8:2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-8: Design of joints.	N.A.
			<u>UNIONES ATORNILLADAS</u> : ISO 898-1. Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel	N.A.
			<u>UNIONES ATORNILLADAS</u> : Stahlbau 66, Heft3, 1997. Zum elastostatischen tragverhalten exzentrisch gezogener L Stöße mit vorgespannten Schrauben. H. Schmidt, M. Neuper. Model C.	N.A.
			<u>UNIONES ATORNILLADAS</u> : Bauingenieur 75, 2000. Zur Bestimmung der Grenztragfähigkeit von Verbindungen mit planmassig auf Zug beanspruchten Schrauben. P. Schaumann, M. Seidel.	N.A.
			<u>RODAMIENTOS</u> : DIN ISO 281 2007. Rolling bearings - Dynamic load ratings and rating life	N.A.
			<u>RODAMIENTOS</u> : ISO/TS 16281 2008 + Technical Corrigendum 1 2009. Rolling bearings – Method for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings	N.A.
			<u>MULTIPLICADORA</u> : ISO/DIS 81400-4. Wind turbine generator systems Part 4 Gearboxes for turbines from 40 kW to 2 MW and larger 2005 corresponds to ANSI/AGMA/AWEA 6006-A03 2004 Standard for Design and Specification of Gearboxes for Wind Turbines	N.A.
			<u>MULTIPLICADORA</u> : ISO 6336. Calculation of load capacity of spur and helical gears Part 1 ED1 1996 - Basic principles, introductions and general influence factors. Technical corrigendum 2 1999 Part 2 ED1 1996 - Calculation of surface durability (pitting) Part 3 ED2 2003 - Calculation of tooth bending strength Part 5 ED2 2003 - Strength and quality of materials Part 6 ED2 2004 – Calculation of service life under variable load	N.A.
			<u>MULTIPLICADORA</u> : DIN 3990 1990. Tragfähigkeitsberechnung von Stirnrädern	N.A.
			<u>MULTIPLICADORA</u> : DIN 743 1-4 2000-10. Tragfähigkeitsberechnung von Wellen und Achsen	N.A.
			<u>MULTIPLICADORA</u> : ISO 1328-1 1975. Cylindrical Gears ISO system of accuracy	N.A.
		PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO EN CAMPO DE UN AEROGENERADOR ONSHORE: Requisitos de Fiabilidad.	FMECA (Failure Mode Effects Criticality Analysis: Análisis de criticidad de los efectos del modo de fallo): esta herramienta debe ser realizada en la fase de diseño para los principales sub-conjuntos funcionales y principales componentes.	N.A.
			<u>Objetivos de valores de fallo</u> : se establecerán los objetivos de fallo del aerogenerador en funcionamiento en campo . o N° de fallos / 10000 horas funcionamiento. o N° de fallos / año de funcionamiento.	N° de fallos / 10000 horas funcionamiento y N° de fallos / año de funcionamiento.
		PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO EN CAMPO DE UN AEROGENERADOR ONSHORE: Disponibilidad de Mantenimiento.	<u>Diseño del aerogenerador enfocado a obtener bajos costes de mantenimiento</u> : o Accesibilidad de los operarios de mantenimiento a las reparaciones con objeto de obtener un adecuado tiempo medio de reparación. o Utilización de herramientas estándar. o Cumplimiento de las regulaciones de seguridad e higiene del personal de mantenimiento. o Accesibilidad y ergonomía: Diseño del aerogenerador que permita el paso y montaje de piezas de repuesto de forma accesible en el interior de la nacelle y torre. o Periodo de las intervenciones de mantenimiento: deben ser las mínimas posibles con objeto de incrementar la disponibilidad del aerogenerador en funcionamiento. o Identificación: se identificarán con etiquetas o placas los puntos de chequeo de mantenimiento y los componentes a cambiar.	N.A.
			<u>Periodo de mantenimiento</u> : en la fase de diseño se debe realizar el establecimiento del intervalo de intervención por mantenimiento (Periodo estándar del mercado: 1 año).	Meses
			<u>N° de horas de intervención por mantenimiento</u> : N° Horas / año (estas horas no se consideran con falta de disponibilidad al incluirse como característica del aerogenerador).	N° Horas / año
			<u>N° de horas de parada programada (MDT= Mean Down time)</u> : se establecerá el n° de horas de parada permitidas en el aerogenerador de mantenimiento correctivo por los conceptos técnicos siguientes: o Tareas de alto grado de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año. o Tareas de grado medio de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año. o Tareas de grado bajo de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año.	N° Horas
			• Auto-diagnos de averías mediante un sistema inteligente en el aerogenerador.	N.A.
		PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO EN CAMPO DE UN AEROGENERADOR ONSHORE: Disponibilidad de comprobación.	• Manual de intervención de mantenimiento: debe incluir la definición de los tipos de fallo y averías, el procedimiento de actuación e cada caso, la identificación del modo de fallo, el tipo de acción a efectuar (reparación, cambios de componentes, etc.).	N.A.
			• Tipos de alarmas y avisos asociados a cada tipo de avería o modo de fallo: alarmas, indicadores, avisos, comunicación de fallo al sistema de control remoto.	N.A.
			• % Detección de defectos: el objetivo estimado medio debe ser >90%.	%
			• % Aislamiento de defectos: el objetivo estimado medio debe ser >80%.	%
			• % Falsas alarmas detectadas: el objetivo estimado medio debe ser < 5%.	%

Figura 2.4.13. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EOLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, VIDA, MANTENIMIENTO Y MEDIO AMBIENTALES DE UN AEROGENERADOR ONSHORE	PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO EN CAMPO DE UN AEROGENERADOR ONSHORE: Repuestos, Consumibles y herramientas.	Manual de operación y mantenimiento: debe incluir como mínimo o Procedimientos de detección de fallo. o Esquemas gráficos de actuación de mantenimiento. o Identificación del fallo. o Protocolo de actuación. o Requisitos de seguridad para el personal de mantenimiento. o Acciones y Operaciones de mantenimiento y reparación a llevar a cabo. o Registros de las acciones efectuadas. o Personal de mantenimiento necesario. o Tiempo de actuación estimado.	N.A.
			• Lista de componentes de repuesto y de consumibles.	N.A.
			• Lista de identificación de herramientas y utillajes de mantenimiento.	N.A.
			• Plan de mantenimiento: detalle de actuaciones con calendario para realizar mantenimiento Correctivo, Preventivo y Predictivo.	N.A.
		REQUISITOS MEDIOAMBIENTALES EN EL DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ONSHORE: Diseño y mantenimiento de producto.	• Criterio de Eco-Diseño: el diseño del aerogenerador debe realizarse considerando los impactos medioambientales en todas las fases del diseño y desarrollo del producto con el objetivo de obtener productos que generen el mínimo impacto medio-ambiental posible a lo largo de su vida. o Optimización de recursos utilizados en el diseño: Materias primas, energía, Técnicos, Humanos, Económicos, Logísticos, Transporte y manipulación. o Minimización del consumo de los siguientes parámetros: consumo de recursos, pérdidas, uso de sustancias dañinas, desechos, descargas y emisiones, fallos, errores, no conformidades, logística, transporte y manipulación. o Sustitución o eliminación de sustancias peligrosas, ineficiencias, utilización de procesos antiguos/obsoletos, utilización de elementos y procesos innecesarios.	N.A.
			• Substancias químicas prohibidas: se debe asegurar que el producto, los procesos o los materiales de mantenimiento no incluyen sustancias prohibidas por la legislación medioambiental y por la política interna del fabricante de aerogeneradores.	N.A.
			• Eliminación de todas las sustancias incluidas en la lista 'Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants': [Aldrin, Chlordane, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Hexachlorobenzene (HCB), Mirex, Toxaphene, Polychlorinated dibenzo-p-dioxins, dibenzofurans (PCDD/PCDF), Polychlorinated Biphenyls (PCB's)].	N.A.
			• Cables: eliminación del uso de materiales halógenos.	N.A.
			• Materiales con alto impacto medio-ambiental: reducción o eliminación en lo posible de tratamientos (superficiales y térmicos) y componentes tales como cromo, plomo, cadmio, mercurio, estireno entre otros.	N.A.
			• Materiales reciclables: utilización en todos los casos en los que sea factible materiales reciclables que mejoren el ciclo de vida (LCA: Life Cycle Análisis) y se optimice el desmantelamiento de los materiales al final de la vida del producto.	N.A.
			• Estandarización de diseño: de materiales, productos químicos, tratamientos (térmicos y superficiales), tipo y número de componentes, buscando el ocasionar el menor impacto medio-ambiental posible.	N.A.
			Aspectos medioambientales de procesos: Se debe garantizar que no existen fugas de fluidos de ningún tipo durante las operaciones de montaje, fabricación y transporte.	N.A.
			Mantenimiento de producto: Las siguientes líneas de actuación deben ser implementadas en el área de mantenimiento del aerogenerador con objeto de reducir el impacto medio-ambiental. • Reducción de las operaciones de mantenimiento necesarias y la frecuencia de intervención. • Mantenimiento predictivo: potenciarlo como aspecto fundamental desde el punto de vista medio-ambiental. • Disponibilidad del aerogenerador: potenciar y gestionar el Mantenimiento correctivo desde el punto de vista de mayor disponibilidad de funcionamiento del aerogenerador.	N.A.

Figura 2.4.14. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco et al.)

Características técnicas generales de la nacelle.

En el aerogenerador Onshore dentro de la nacelle, también denominada góndola, se ubican la mayoría de los componentes funcionales tales como el eje principal, la multiplicadora, el generador eléctrico, la electrónica de potencia, etc. Por lo tanto se pueden identificar varias de las principales características técnicas generales relativas al sistema de la nacelle según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos y sub-componentes de la nacelle (Norma IEC 61400-1; IEC 61400-21; ISO 12944; IEC 60034; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; ECN Engels, W. et al.; Escudero López; Fernández Díez, Lecuona; EWEA; Risoe):

- Características técnicas generales: sistemas en nacelle. Se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de la Figura 2.4.15., Figura 2.4.16., Figura 2.4.17. y Figura 2.4.18., donde se indican las principales características técnicas generales de la nacelle y de sus principales sub-componentes, los cuales afectan al rendimiento técnico y a las características técnicas del aerogenerador Onshore (Norma IEC 61400-1; IEC 61400-21; ISO 12944; IEC 60034; IEC 61158, EN 50254, DIN E 19258; IEC 60076-1 *Power Transformer–Part1: General*; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.):
 - Características técnicas generales del rotor.
 - Características técnicas generales del tren de potencia (*Drive Train*).
 - Características técnicas generales del generador eléctrico.
 - Características técnicas generales de los convertidores de potencia.
 - Características técnicas generales del transformador de potencia (IEC 60076-12; IEC 60076-7; IEC 60836; IEC 61099).
 - Características técnicas geométricas de la nacelle.
 - Características técnicas: tipos de configuración del eje de tren de potencia (*Drive Train*).
 - Características técnicas: sistema de balizamiento del aerogenerador (IEC 61000-6-4; IEC 61000-6-2; IEC 60598-1; IEC 617. Norma estándar ICAO (*International Civil Aviation Organization*): ICAO ANNEX 4, *Volume 1, 4th Edition, July 2004, Chapter 6, Medium Intensity, Type A & B Obstacle Light*).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA NACELLE DEL AEROGENERADOR

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: SISTEMAS EN NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: ROTOR	Número de palas: Nº (1 / 2 / 3).	Nº
			Diámetro nominal: m.	m
			Velocidad del rotor: r.p.m.	r.p.m.
			Tipo de velocidad del rotor: variable o fija.	N.A.
			Angulo inclinación (Tilt): ° (Grados).	° (Grados)
			Conicidad: ° (Grados).	° (Grados)
			Altura de buje: m.	m
			Distancia al centro del rotor desde el 1st rodamiento: m.	m
			Distancia al Centro de gravedad desde 1st rodamiento: m.	m
			Velocidad de giro del rotor (r.p.m.) en relación a la potencia del aerogenerador.	r.p.m.
			Peso total del rotor (Toneladas) en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: TREN DE POTENCIA (DRIVE TRAIN)	Multiplicadora: Ratio multiplicación (1: XX).	N.A.
			Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarios / Nº etapas Ejes paralelos	N.A.
			Multiplicadora: Tipo de Refrigeración (Bomba aceite + radiador aceite / Otros).	N.A.
			Multiplicadora: Sistema de freno en multiplicadora (eje de alta) SI / NO.	N.A.
			Multiplicadora: Calentamiento de aceite (kW)	N.A.
			Frecuencia de torsión libre del eje: Hz.	Hz
			Pérdidas Totales a potencia nominal: %.	%
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: GENERADOR ELÉCTRICO	<u>Tipos de generador eléctrico:</u> <input type="checkbox"/> Asíncrono: Jaula de ardilla / Doblemente alimentado / Estandar. <input type="checkbox"/> Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes <input type="checkbox"/> Direct Drive (Accionamiento Directo): Síncrono Bobinado Multipolos / Síncrono Imanes Permanentes.	N.A.
			<u>Tipo de velocidad de giro de los generadores:</u> <input type="checkbox"/> Baja velocidad: > 300 r.p.m. <input type="checkbox"/> Media velocidad: > 300 r.p.m. hasta 1000 r.p.m. <input type="checkbox"/> Alta velocidad: > 1000 r.p.m.	r.p.m.
			Velocidad nominal de giro del generador (50 Hz- 60 Hz): r.p.m.	r.p.m.
			Vida estimada del generador en funcionamiento: 20 Años.	Años
			Momento de Inercia del generador: rango de aceptación en kg m2 a definir por el fabricante (Tolerancia de aceptación +/- %).	kg m2
			Potencia Activa Nominal: kW.	kW
			Clase térmica de los aislamientos de las bobinas: Clase F / Clase H / Otras clases.	N.A.
			Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales).	N.A.
			Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal).	N.A.
			Pérdidas en vacío: W.	W
			Pérdidas en Carga: W.	W
			<u>Eficiencia del generador a potencia nominal (%)</u> : en condiciones definidas <input type="checkbox"/> Temperatura de la nacelle: ° C. <input type="checkbox"/> Temperatura del sistema de refrigeración: ° C. <input type="checkbox"/> Cos (Phi) en el lado de red: Valor. <input type="checkbox"/> Tensión de red: V.	%
			Nivel de ruido del Generador en funcionamiento (nivel de potencia de ruido): Ruido del generador < Valor dB (A).	dB (A).
			Dimensiones exteriores: Largo / Ancho / Alto (mm).	mm
			Peso total: Kg.	kg
			<u>Rango de temperaturas de operación estándar:</u> <input type="checkbox"/> Temperatura ambiente dentro de la nacelle: -20 °C a +50 °C. <input type="checkbox"/> Temperatura ambiente fuera de la nacelle: -20 °C a +40 °C. <input type="checkbox"/> Temperatura ambiente de almacenaje: -30 °C a +50 °C. <input type="checkbox"/> Otros rangos de Temperaturas.	° C
			<u>Sistema de refrigeración del generador:</u> <input type="checkbox"/> Sistema por Aire: circulación natural. <input type="checkbox"/> Circulación forzada de aire. <input type="checkbox"/> Circuito de refrigeración por Agua. <input type="checkbox"/> Circuito de refrigeración por medio de líquido refrigerante (Glicol / Otros). <input type="checkbox"/> Otros.	N.A.
			Clase de protección a la corrosión (Tipo de recubrimiento superficial según norma ISO 12944): C3 (M/H); C4 (M/H); C5 / Otros.	N.A.
			Tipo de resistencia al ingreso de polvo y agua (Clase de protección según norma IEC 60034): IP54 / IP64 / Otros.	N.A.
			<u>Requisitos de Mantenimiento e intervenciones</u> (Valores de Objetivos en periodos de horas de operación): <input type="checkbox"/> Generador (sin incluir rodamientos): > Nº horas de operación. <input type="checkbox"/> Generador (incluyendo rodamientos): > Nº horas de operación. <input type="checkbox"/> Accesibilidad para operaciones de cambio de los componentes sujetos a mantenimiento.	N.A.

Figura 2.4.15. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA NACELLE DEL AEROGENERADOR

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: SISTEMAS EN NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: CONVERTIDORES DE POTENCIA	<u>Tipo de convertidor:</u> <input type="checkbox"/> Doblemente Alimentado (DFIM). <input type="checkbox"/> Convertidor Estándar. <input type="checkbox"/> Full Converter (FC). <input type="checkbox"/> Otros.	N.A.
			Convertidores con IGBT: SI / NO.	N.A.
			Soporte a Huecos de Tensión en relación a la potencia del aerogenerador: SI / NO	N.A.
			Regulación dinámica de Potencia Activa / Reactiva en relación a la potencia del aerogenerador.	N.A.
			Crow bar activo disponible: SI / NO.	N.A.
			<u>Características eléctricas en el lado de la red eléctrica:</u> <input type="checkbox"/> Potencia Nominal: kW <input type="checkbox"/> Potencia Nominal / Tensión nominal: kW / kVA. <input type="checkbox"/> Tensión de trabajo nominal: (V). <input type="checkbox"/> Tensión de red: (V). <input type="checkbox"/> Intensidad nominal de red: (A). <input type="checkbox"/> Intensidad de red máxima: (A). <input type="checkbox"/> Cos ϕ en lado de red: 0.9 inductivo - 1 – 0.9 capacitivo / Otros. <input type="checkbox"/> Frecuencia de red: 50 <input type="checkbox"/> 6% / 60 Hz <input type="checkbox"/> 5%. <input type="checkbox"/> Voltaje en lado continua (DC): (V). <input type="checkbox"/> Ratio de eficiencia (a potencia nominal): %. <input type="checkbox"/> Intensidad de cortocircuito en el punto de unión de red: (kA).	N.A.
			Brake-Chopper disponible en lado de Corriente Continua (DC) para cumplimiento de códigos de red: SI / NO.	N.A.
			Brake-Chopper resistencia para absorción de calor: MJ.	MJ
			Pérdidas nominales: W.	W
			Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior.	N.A.
			<u>Normas de Calidad de energía:</u> IEC 61400-21 (Wind Turbine generator system, Part 21, Feb. 2001).	N.A.
			Cumplimiento del convertidor de los códigos de red (Huecos de tensión, Sobre tensiones, cambios de frecuencia de red, control del factor de potencia, control de tensión, etc.).	N.A.
			Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior.	N.A.
			Nº de módulos de convertidor: Nº.	Nº
			Dimensiones exteriores: Largo / Ancho / Alto (mm).	mm
			Peso total: Kg.	KG
			<u>Clase de protección a la corrosión</u> (Tipo de recubrimiento superficial): C3 (M/H); C4 (M/H); C5 / Otros.	N.A.
			<u>Tipo de resistencia al ingreso de polvo y agua</u> (Clase de protección según norma IEC 60034): IP54 / IP64 / Otros.	N.A.
			<u>Rango de temperaturas de operación estándar:</u> -30 °C a +50 °C / Otros rangos de Temperaturas.	° C
			<u>Sistema de refrigeración:</u> Aire / Circulación forzada de aire / Agua / Refrigerante (Glicol / Otros).	N.A.
			<u>Requisitos de control del aerogenerador a ser incluidos en el sistema de control de los convertidores de potencia:</u> <input type="checkbox"/> Control de potencia activa. <input type="checkbox"/> Control de potencia reactiva. <input type="checkbox"/> Control de tensión de corriente continua (DC). <input type="checkbox"/> Control de frecuencia. <input type="checkbox"/> Sistema de transmisión activa. <input type="checkbox"/> Control de fallos. <input type="checkbox"/> Control de tensión. <input type="checkbox"/> Control de intensidad. <input type="checkbox"/> Control de par motor <input type="checkbox"/> Operación de filtro activo. <input type="checkbox"/> Control del Brake chopper. <input type="checkbox"/> Control de alta velocidad. <input type="checkbox"/> Control de baja velocidad.	N.A.
			<u>Protocolos de comunicación del convertidor con el PLC</u> (Central del Sistema de control): <input type="checkbox"/> Interbus (IEC 61158, EN 50254, DIN E 19258). <input type="checkbox"/> Profibus. <input type="checkbox"/> Profinet. <input type="checkbox"/> Otros.	N.A.

Figura 2.4.16. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA NACELLE DEL AEROGENERADOR

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: SISTEMAS EN NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Tipo de transformador: Seco / Líquido.	N.A.
			Ubicación en el aerogenerador en relación a la potencia del aerogenerador: Nacelle / Externo al Aerogenerador / Externo a la Nacelle / Base de la torre.	N.A.
			Tipo de aplicación del transformador: Interior / Exterior / Ambiente marino / Sumergible / Otros.	N.A.
			Potencia Nominal: MVA.	MVA
			Tensión nominal: V.	V
			Tensión de trabajo (Lado de media tensión HV): rangos desde 10 kV hasta 35 kV.	kV
			Dimensiones exteriores: Largo / Ancho / Alto (mm).	mm
			Peso total: Kg.	KG
			Rango de Temperatura de trabajo en funcionamiento: -30 a +45 ° C / Otros rangos.	° C
			Intensidad de arranque (Inrush current): < 7 veces la Intensidad Nominal (A) / Otros valores.	A
			Impedancia de cortocircuito: 10 / 11 / Otros valores (%).	%
			Distribución de cargas en el transformador (Nº de Horas/año en cada rango de potencia generada del aerogenerador); está afectada por dos parámetros. <input type="checkbox"/> Curva de potencia del aerogenerador (potencia producida en función de la velocidad del viento). <input type="checkbox"/> Distribución del viento en el emplazamiento del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Normativa de cargas para transformadores de potencia de tipo seco: IEC 60076-12. <input type="checkbox"/> Normativa de cargas para transformadores de potencia de tipo líquido: IEC 60076-7.	Nº Horas / kW
			Eficiencia del transformador (%): cálculo en función de los parámetros <input type="checkbox"/> Factor de potencia: rango desde 0,75 hasta 1. <input type="checkbox"/> Carga: rango desde 0 hasta 1,25.	%
			Potencia reactiva del transformador (Kvar): cálculo en función de los parámetros <input type="checkbox"/> Factor de potencia: rango desde 0,75 hasta 1. <input type="checkbox"/> Carga: rango desde 0 hasta 1,25.	kVAr
			Pérdidas en Carga: W.	W
			Pérdidas totales: W.	W
			Nivel de ruido del transformador en funcionamiento: dB (A).	dB (A)
			Vida estimada en años y horas de funcionamiento: 20 años / Nº horas	Años / Nº horas
			Clase de protección a la corrosión (Tipo de recubrimiento superficial) según normativa ISO 9223 y ISO 12944 : C3 (M/H); C4 (M/H); C5 / Otros.	N.A.
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: TIPOS DE CONFIGURACIÓN INTERNA EN LA NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMA DE BALIZAMIENTO DEL AEROGENERADOR	SINCRONIZACIÓN DE LAS BALIZAS EN EL PARQUE EÓLICO: SI / NO	N.A.
			ESPAÑA: HI tipo A durante el día MI tipo B durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible En caso de un parque con solo 1 aerogenerador, es necesaria una baliza adicional)	N.A.
			ALEMANIA: MI tipo A durante el día MI tipo B o W.Rot durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 2 BALIZAS: 2)	N.A.
			FRANCIA: MI tipo A / B (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			ITALIA: MI tipo B o C (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			PORTUGAL: MI tipo A durante el día MI tipo C durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			GRECIA: MI tipo A / B (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			REINO UNIDO (UK): MI tipo C (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			POLONIA: MI tipo B durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			ESTADOS UNIDOS (USA): MI tipo L864 or L865 (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: SIN REQUISITOS)	N.A.
			CANADA: MI tipo L864 or L865 (No definido para Alturas superiores a 150 m.). (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: SIN REQUISITOS)	N.A.
			RUMANIA: MI tipo A / B (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			TURQUIA: No hay requerimientos específicos (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			CHINA: HI tipo A día/noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			AUSTRALIA: MI tipo B durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 2)	N.A.
			La normativa aplicable para los sistemas de balizamiento de aerogeneradores On-Shore es la siguiente: • Normas IEC 61000-6-4; IEC 61000-6-2; IEC 60598-1; IEC 617. • Norma estándar ICAO (International Civil Aviation Organization): ICAO ANNEX 4, Volume 1, 4th Edition, July 2004, Chapter 6, Medium Intensity, Type A & B Obstacle Light. • Low Voltage Directive: 73/23/EEC. • Directiva de compatibilidad electromagnética: EMC 89/336/EEC. • Directiva de emisiones electromagnéticas: EN-50081-2 (Parte 2: Entornos industriales). • Directiva de inmunidad electromagnética: EN-50082-2 (Parte 2: Entornos industriales).	N.A.

Figura 2.4.17. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA NACELLE DEL AEROGENERADOR

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMAS EXTERNOS Y GEOMETRÍA DE LA NACELLE Y DEL AEROGENERADOR.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GEOMÉTRICAS DE LA NACELLE	<u>Geometría exterior:</u> <input type="checkbox"/> Geometría en forma de paralelepípedo. <input type="checkbox"/> Geometría en forma cónica. <input type="checkbox"/> Geometría en forma cilíndrica. <input type="checkbox"/> Otros diseños.	N.A.
			Tipo de material de la carcasa de la góndola: fibra de vidrio / Poliéster / Otros.	N.A.
			Dimensiones (largo, ancho, alto): metros.	m
			Peso (Toneladas).	Toneladas
			Rotor (distancia en voladizo): m.	m
			Distancia al 1st rodamiento desde centro torre: m.	m
			Offset Vertical de la brida superior de torre: m.	m
			Tolerancia de extremo en la punta de la nacelle al centro de torre: mm.	mm
			Color exterior: RAL.	RAL
			<u>Geometría en las carcasas exteriores de las Nacelles y los condicionamientos técnicos:</u> • Tipo de tren de potencia y generador eléctrico que montan: o Sistema con Multiplicadora. o Sistema Direct Drive (accionamiento directo sin multiplicadora). • Ubicación del Sistema de refrigeración: externo / interno a la nacelle. • Condicionamientos de la Aerodinámica en la geometría de la Nacelle: cónica, paralelepípedo, cilíndrica, otros. • Condicionamientos estéticos y de imagen del fabricante en el mercado. • Condicionamiento debido a las dimensiones de los componentes internos (multiplicadora, generador, transformador, bastidores, etc.).	N.A.
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: TIPOS DE CONFIGURACIÓN INTERNA EN LA NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: TIPOS DE CONFIGURACIÓN DEL EJE DE TREN DE POTENCIA (DRIVE TRAIN).	<u>Eje Estandar:</u> los principales componentes son • Eje del Bujé. • Multiplicadora (entrada: eje de bajas revoluciones; Salida: eje de altas revoluciones) • Acoplamiento (tipo cardan o específico). • Generador (entrada: eje de altas revoluciones).	N.A.
			<u>Eje Compacto:</u> la configuración de componentes es igual a la del eje Estándar pero el eje del rotor se integra parcialmente en la multiplicadora lo cual implica menor longitud total del eje.	N.A.
			<u>Eje Compacto con un rodamiento -Moment Bearing-:</u> es igual que el eje estándar pero en vez de dos rodamientos en el eje lleva uno solo y el soporte del eje en la parte del rotor se realiza con un componente mecánico con funciones de rodamiento.	N.A.
			<u>Eje Compacto con múltiples generadores:</u> utiliza 3 generadores en lugar de uno y el tipo de eje compacto monta una multiplicadora especial con tres ejes de salida de baja velocidad.	N.A.
			<u>o Eje tipo Direct Drive (Accionamiento directo):</u> se monta en aerogeneradores con nacelle sin multiplicadora y con el rotor del generador actuando como eje principal. Se subdividen en dos tipos:	N.A.
			a-DDRH (Direct Drive Rear Hub): El generador va montado entre la nacelle y el rotor. Se trata de una tecnología fabricada desde hace muchos años y con demostrada fiabilidad. 1-El tipo de diseño de los fabricantes SIEMENS, ENERCON y el de VENSYS presentan un generador con el estator solidario con el eje del rotor y el rotor del generador es externo y unido al rotor mediante rodamientos. 2- El tipo de diseño del fabricante SCANWIND presenta un eje convencional unido al rotor del generador el cual está posicionado en la parte trasera de la nacelle.	N.A.
			b-DDFH (Direct Drive Front Hub): El generador va montado por delante del rotor exterior al aerogenerador, unido a continuación al rotor y después del rotor se sitúa la nacelle.	N.A.

Figura 2.4.18. Matriz de síntesis (IV) de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe.)

En el Anexo 2.4.2.4.2.1. se presenta un desarrollo más específico de las principales características técnicas de detalle del aerogenerador Onshore y de la nacelle, así como las matrices de síntesis de las mismas, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y en la bibliografía consultada.

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de las nacelles (o góndolas) basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Onshore son las siguientes:

- Existe una gran cantidad de características y factores técnicos asociados a la nacelle que influyen tanto en el funcionamiento como en el rendimiento del aerogenerador Onshore. Debido a su elevada

cantidad y complejidad es necesario realizar un tratamiento de valoración y clasificación de datos técnicos en el capítulo 4 de la presente tesis doctoral con objeto de discriminar aquellos factores que son fundamentales y que representan valor añadido para el aerogenerador Onshore desde el punto de vista técnico.

- Se identifica la existencia de una serie de normativas y estándares internacionales de aplicación para los aerogeneradores Onshore. Sin embargo se detecta una gran variedad de diseños diferentes y de combinaciones de diseño entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores, lo cual supone falta de estandarización de componentes y una atomización del mercado eólico en cuanto al aprovechamiento de sinergias técnicas y productivas.

Características técnicas generales de las palas.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Onshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas de las palas según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a las palas (Norma IEC 61400-1; IEC 61400-23; FFA, RISOE, DELFT, NACA; BTM; Hansen; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Escudero López; ECN Engels, W. et al.; EWEA; Risoe):

- Características técnicas generales: palas Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.19., donde se indican las principales características técnicas generales de las palas, las cuales afectan al rendimiento técnico y a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Características técnicas: físicas.
 - Características técnicas: materiales de la pala.
 - Características técnicas: diseño y validación de la pala.
 - Características técnicas: tipos de tecnología de fabricación de palas.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PALA DEL AEROGENERADOR

N.A.= NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: PALAS	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: PALAS	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: FÍSICAS	Tipo de pala: Mono-pieza / Partida.	N.A.
			Longitud de la pala: (m).	m
			Longitud de la pala (m) en relación a la Clase del aerogenerador (Clase I,II,III,IV,S)	m
			Peso de la pala: Toneladas.	Toneladas
			Peso (Toneladas) de las palas en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
			Peso de las palas en relación al peso del rotor completo.	Toneladas
			Cuerda máxima: m.	m
			Diámetro de raíz de pala (Root diameter): m.	m
			Localización del centro de masa desde la raíz de la pala: m.	m
			Tolerancia de masas: +/- %.	%
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: MATERIALES DE LA PALA	<u>Tipo de Material de las palas:</u> <input type="checkbox"/> fibra de vidrio. <input type="checkbox"/> fibra de carbono. <input type="checkbox"/> fibra de vidrio más fibra de carbono: utilización combinada de ambas.	N.A.
			Tipo de Material de las palas en relación a la potencia del aerogenerador: fibra de vidrio; fibra de carbono; utilización combinada de ambas.	N.A.
			<u>Tipo de resina utilizada:</u> <input type="checkbox"/> Poliester/Epoxy. <input type="checkbox"/> Epoxy. <input type="checkbox"/> Epoxy Pre-impregnado. <input type="checkbox"/> Otros.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: DISEÑO Y VALIDACIÓN DE LA PALA	Normativas de diseño y Verificación de producto aplicables a las palas: Norma IEC 61400-23 Ensayo estructural a escala real de palas de aerogenerador.	N.A.
			Frecuencias de resonancia de palas (flap y Edge): Hz.	Hz
			Momento de masas 1ºs: kg m.	kg m
			Tipo de perfil aerodinámico de pala: aplican los estándares definidos en las normativas internacionales (FFA, RISOE, DELFT, NACA, OTROS).	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: Tipos de tecnología de fabricación de palas	TIPOS DE TECNOLOGÍA DE DISEÑO Y FABRICACIÓN DE PALAS: • Infusión en vacío (Vacuum Infusión). • Pala Integral Infusión en vacío (Integral Blade Vacuum Infusión). • Pre-Preg.	N.A.
			<u>Infusión en vacío (Vacuum Infusión):</u> Características técnicas. • Fibra: Fibra de vidrio / Fibra de carbono. • Resina: Poliéster/Epoxy. • Acabado superficial: Gelcoat embebido (Con resina de poliéster) / Pintado (Con resina epoxy). • Núcleo sandwich (Sandwich core): Madera de balsa más Espuma de polímero. • Montaje de conchas y web: Pegado.	N.A.
			<u>Pala Integral Infusión en vacío (Integral Blade Vacuum Infusión):</u> Características técnicas. • Fibra: Fibra de vidrio. • Resina: Epoxy. • Acabado superficial: Poliuretano enamel en spray. • Núcleo sandwich (Sandwich core): Madera de balsa. • Montaje de conchas y web: Zonas sin pegado.	N.A.
			<u>Pala Integral Infusión en vacío (Integral Blade Vacuum Infusión):</u> Características técnicas. • Fibra: Fibra de vidrio / Fibra de carbono. • Resina: Epoxy Pre-impregnado. • Acabado superficial: Gelcoat embebido más Poliuretano enamel. • Núcleo sandwich (Sandwich core): Espuma de polímero. • Montaje de conchas y web: Pegado.	N.A.

Figura 2.4.19. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de las palas de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; IEC 61400-23; FFA, RISOE, DELFT, NACA; et al.).

Se indica como resumen adicional en la Figura 2.4.20. los diferentes tipos de tecnología de palas, así como los tipos de materiales y sub-componentes utilizados en la fabricación de palas (BTM y fabricantes).

Technology	Vacuum Infusion	Integral Blade @ Vacuum Infusion	Pre-Preg
Fibre	Glass/Carbon	Glass	Glass/Carbon
Resin	Polyester/Epoxy	Epoxy	Epoxy (Pre-impregnated)
Surface finish	In mould gelcoat when polyester is used Painting when epoxy is used	Sprayed on polyurethane enamel	In mould gelcoat + PU enamel
Sandwich core	Balsa + Polymer foam	Balsa	Polymer foam
Assembling of blade shells and web	Bonding	No bonding zones	Bonding
Company examples	LM Glasfiber TPI + Tecs Enercon	Siemens	Vestas Gamesa

Figura 2.4.20. Clasificación de las diferentes tecnologías de fabricación de palas de aerogeneradores y de los tipos de sub-componentes utilizados (Fuente: BTM Consult y fabricantes).

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de las palas basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Onshore son las siguientes:

- Se identifica la existencia de una gran variedad de tecnologías de fabricación de palas y de diferentes procesos de producción de las mismas entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores Onshore.
- Las materias primas base de la pala (fibra de vidrio, fibra de carbono y sus combinaciones) y las diferentes clases de resinas presentan múltiples combinaciones lo cual a su vez genera procesos de fabricación diferentes. Se observa a su vez una dispersión de procesos en los acabados finales de las palas.
- La relación entre los datos de longitud de pala y peso de pala presentan a su vez una gran dispersión entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores Onshore.

Características técnicas generales de la torre.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Onshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas de las torres según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a la torre (Norma IEC 61400-1; IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001); ISO 12944; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Escudero López; ECN Engels, W. et al.; EWEA; Risoe):

- Características técnicas generales de la torre. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.21., donde se indican las principales características técnicas generales de la torre, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Características técnicas generales físicas.
 - Características técnicas: diseño y validación de la torre (S355 (Chapa de Acero); C70 (Hormigón) IEC 61400-13; ISO 12944).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA TORRE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: TORRE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: TORRE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: FÍSICAS	Tipo de torre en relación a la potencia del aerogenerador: o Torre metálica de acero. o Torre de Hormigón. o Torre Híbrida (Hormigón – Acero). o Torre de celosía.	N.A.
			Altura de la torre: m.	m
			Altura (m) de la torre en relación a la potencia del aerogenerador.	m
			Peso total de la torre: Toneladas.	Toneladas
			Peso total (Toneladas) de la torre en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
			Tipo de protección anti-corrosión: pintura /otros.	N.A.
			Tipo de Conexión de la torre de hormigón con la metálica (para el tipo de torre híbrida): tipo de unión (Atornillada / Barras Pre-tensadas / Otras uniones).	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: DISEÑO Y VALIDACIÓN DE LA TORRE	Frecuencia de doblado de primer orden: Hz.	Hz
			Frecuencia de doblado de 2º orden: Hz.	Hz
			Normativas de diseño y de producto aplicables a las torres: o Normativa de materiales: S355 (Chapa de Acero); C70 (Hormigón). o Normativa de Verificación: Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): Medida de cargas mecánicas. o Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero: ISO 12944.	N.A.

Figura 2.4.21. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de la torre de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe.)

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de las torres basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Onshore son las siguientes: se identifica un claro predominio de la torre de

tipo metálico en la mayoría de los fabricantes de aerogeneradores Onshore. No obstante en nuevos modelos de aerogeneradores Onshore con potencias del entorno de los 3 MW de potencia y superiores se están comenzando a utilizar torres de hormigón y torres híbridas de hormigón y acero como parte de los procesos de optimización de costes.

Características técnicas generales de la cimentación.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Onshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas de las cimentaciones de las torres según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a las cimentaciones (Norma IEC 61400-1; norma EHE-99; HM-20/P/30/IIA; HA-30/F/20/IIA+H; B500 SD; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Risoe):

- Características técnicas generales: cimentaciones. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.22., donde se indican las principales características técnicas generales de las cimentaciones, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Características técnicas fundamentales de las cimentaciones: con torre híbrida de hormigón y de acero.
 - Características técnicas fundamentales de las cimentaciones: con torre de celosía metálica.
 - Características técnicas: diseño de la cimentación
 - Características técnicas: materiales de la cimentación.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS CIMENTACIONES

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: CIMENTACIONES	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: CIMENTACIONES	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FUNDAMENTALES DE LAS CIMENTACIONES: CON TORRE DE ACERO	Cimentación con obra civil de hormigón forjado y virola metálica forjada.	N.A.
			Tipo de zapata de cimentación: Octogonal / Rectangular / Cuadrada / Otras geometrías.	N.A.
			Dimensiones exteriores de la cimentación.	m
			Diámetro y sección de la virola metálica forjada.	m
			Profundidad de la cimentación.	m
			Tipo de suelo del emplazamiento para realizar la cimentación.	N.A.
			Otras características técnicas: Resto de características de la cimentación son comunes a las de torre de hormigón.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FUNDAMENTALES DE LAS CIMENTACIONES: CON TORRE HÍBRIDA DE HORMIGÓN Y DE ACERO	Conexión de la torre de hormigón con la cimentación: tipo de unión.	N.A.
			Profundidad de la cimentación.	m
			Tipo de suelo del emplazamiento para realizar la cimentación (Resistencia del suelo kg/m2). • Diseño para un tipo de suelo estándar de capacidad 2.5 Kg/cm2. • Diseños para suelo con capacidad > 3 Kg/cm2	kg/m2
			Nivel de agua considerado debajo del nivel del cemento de la cimentación.	m
			Tipo de zapata de cimentación: Octogonal / Rectangular / Cuadrada / Otras geometrías.	N.A.
			Máxima pendiente del terreno: 10% (15% excepcionalmente)	%
			Dimensiones de la cimentación: • Longitud: m. • Altura de la zapata: m. • Altura del relleno de cemento: m. • Diámetro del pedestal: m. • Tipo de diseño necesario para encofrar y fraguar en más de 1 día.	m
			Inspecciones de la cimentación para torre de hormigón y metálica: • Desplazamientos. • Aparición de huecos. • Cortaduras y grietas. • Cata de cimentación. • Resistencia del suelo. • Tiempo de fabricación: máximo 1 semana.	N.A.
			Proceso de fabricación de la cimentación para torre de hormigón y metálica: 1.- Inspección del suelo. 2.- Excavación de la Zapata. 3.- Encofrado y fraguado del cemento. 4.- Refuerzo del fondo de la capa nº 1. 5.- Refuerzo del fondo de la capa nº 2. 6.- Refuerzo perimetral. 7.- Barras de Post-tensionado. 8.- Refuerzos Verticales. 9.- Refuerzo de la capa superior. 10.- Refuerzo del Pedestal. 11.- Encofrado y Fraguado de la zapata. 12.- Curado (1 día) 13.- Curado del pedestal. 14.- Curado final (28 días)	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FUNDAMENTALES DE LAS CIMENTACIONES: CON TORRE DE CELOSÍA METÁLICA	Tipo de zapata de cimentación: Octogonal / Rectangular / Cuadrada / Otras geometrías.	N.A.
			Cimentación: si es necesaria tiene las siguientes características. • Cimentación con obra civil de hormigón: en función del tamaño y peso de la torre. • Profundidad de la cimentación. • Tipo de suelo del emplazamiento para realizar la cimentación. • Peso total de la torre de celosía a soportar por la cimentación.	N.A.
			Resto de características de la cimentación son comunes a las de torre de hormigón.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: DISEÑO DE LA CIMENTACION	Forma geométrica de la cimentación: o Circular. o Rectangular. o Cuadrada. o Otra Geometría: Octogonal, Hexagonal, etc. o Dimensiones de profundidad de canto (mm).	Hz
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: MATERIALES DE LA CIMENTACION	Normativa estructural de hormigón: norma EHE-99.	N.A.
			Materiales de la cimentación para torre de hormigón: • Tipo de Cemento: HM-20/P/30/IIA / Otros. • Tipo de Cemento estructural: HA-30/F/20/IIA+H / Otros. • Acero de refuerzo-armadura: B 500 SD / Otros.	N.A.

Figura 2.4.22. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de la cimentación de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe.)

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de las cimentaciones basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Onshore son las siguientes: en función del tipo de torre utilizada se definen unas características específicas de las cimentaciones así como el tipo de requisitos de ensayo a realizar para su validación.

Características técnicas generales del emplazamiento eólico.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Onshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales

características técnicas relativas a los emplazamientos eólicos de los aerogeneradores Onshore, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a los emplazamientos eólicos (Norma IEC 61400-1; CENER; IDAE; Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; Risoe; fabricantes de aerogeneradores):

- Características técnicas generales: emplazamientos del aerogenerador Onshore. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.23., donde se indican las principales características técnicas generales de los emplazamientos eólicos, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Características técnicas fundamentales del emplazamiento.
- Características técnicas fundamentales del emplazamiento (parque eólico, entorno aislado, entorno rural, entorno urbano, etc.): factores de influencia. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.23., donde se indican las principales características técnicas generales de los emplazamientos eólicos, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Régimen de viento.
 - Potencial eólico del emplazamiento.
 - Rosa de los vientos.
 - Orografía del emplazamiento.
 - Potencia eólica del emplazamiento.
 - Fuentes de información de la zona del emplazamiento: viento y sus características.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EMPLAZAMIENTO

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: EMPLAZAMIENTO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: EMPLAZAMIENTO DEL AEROGENERADOR	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FUNDAMENTALES DEL EMPLAZAMIENTO	Recurso eólico: disponibilidad de viento (media anual en horas y velocidad)	Horas-año; m/s
			Tipo de emplazamiento del parque eólico	N.A.
			Recurso eólico disponible y sus características específicas: es un factor que condiciona la factibilidad económica y financiera del proyecto de instalación de un parque eólico.	N.A.
			Clases de aerogeneradores (Clase I, II, III, IV, S) en función del tipo de velocidad media de viento.	N.A.
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FUNDAMENTALES DEL EMPLAZAMIENTO (parque eólico, entorno aislado, entorno rural, entorno urbano, etc.): FACTORES DE INFLUENCIA	RÉGIMEN DE VIENTO	Norma internacional que aplica y que define las clases de aerogeneradores en función de las velocidades del viento es la IEC-61400-1.	N.A.
			Recurso eólico: media anual m/s.	m/s
		POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO	Velocidad media (m/s).	m/s
			Direcciones de viento predominantes.	N.A.
			Turbulencias del viento en el emplazamiento y su intensidad.	N.A.
			Perfil vertical del viento: perfil de alturas a las que el viento presenta unas características de régimen de viento adecuadas para el aerogenerador.	N.A.
		ROSA DE LOS VIENTOS	Comportamiento direccional del viento	N.A.
			Probabilidad de la velocidad del viento	N.A.
			Perfil vertical de viento	N.A.
			Variación de la velocidad del viento con la altura	N.A.
			Densidad del viento (kg/m3): viene dada según el Gráfico de distribución de Rayleigh.	kg/m3
			Direcciones del viento.	N.A.
			Frecuencia del viento (%).	%
			Velocidad media del viento (m/s).	m/s
		OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO	Planitud y desniveles del terreno.	N.A.
			Obstáculos para el viento en el emplazamiento: naturales o artificiales.	N.A.
		POTENCIA EÓLICA DEL EMPLAZAMIENTO	Velocidad media del viento (m/s).	m/s
			Densidad del aire (kg/m3).	kg/m3
			Curva de potencia del aerogenerador seleccionado.	N.A.
			Disposición física de los aerogeneradores en el emplazamiento: distancias entre ellos, altura del terreno, etc.	N.A.
		FUENTES DE INFORMACIÓN DE LA ZONA DEL EMPLAZAMIENTO: VIENTO Y SUS CARACTERÍSTICAS	Factor de capacidad del parque (kW/h): viene definida por la siguiente fórmula. □ Factor de capacidad = E / E_{max} □ (E_{max} = energía máxima que puede producirse en un parque a la potencia máxima en kW/h.; E = Producción de energía real anual).	kW/h
			Instituto Nacional de Meteorología (INM).	N.A.
			Atlas europeo de los recursos eólicos disponibles en Europa: publicado por el laboratorio danés Riso.	N.A.
			Mapas eólicos de las comunidades autónomas en España.	N.A.

Figura 2.4.23. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de los emplazamientos eólicos de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia; fabricantes de aerogeneradores; CENER; IDAE; Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; Risoe.).

Como información adicional indicar que los aerogeneradores Onshore se diseñan y se fabrican para ser instalados en emplazamientos que se clasifican en función de la velocidad media y de la turbulencia del viento. En base a esto existe una clasificación en *clases* de aerogeneradores (Clase I, II, III, IV, S) en función del tipo de velocidad media de viento para el que son especificados (IEC y CENER). La norma internacional que aplica y que define las *clases* de aerogeneradores en función de las velocidades del viento es la IEC-61400-1 y se describe en la Figura 2.4.24.:

WTGS class	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30	Valores a especificar por el diseñador
V_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	6	
A $I_{15}(-)$	0.18	0.18	0.18	0.18	
a(-)	2	2	2	2	
B $I_{15}(-)$	0.16	0.16	0.16	0.16	
a(-)	3	3	3	3	

V_{ref} = Velocidad de viento promedio de referencia durante 10 minutos

V_{ave} = Velocidad de viento media de 1 año a altura de buje

Figura 2.4.24. Clasificación de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento según norma IEC-61400-1 (Fuente: IEC y CENER).

Entre los principales factores técnicos que influyen en el emplazamiento del aerogenerador (CENER) y en la consiguiente definición del tipo de aerogenerador a instalar en el mismo (parque eólico, entorno aislado, entorno rural, entorno urbano, etc.) están el régimen de viento (recurso eólico: que se mide en la media anual en m/s), cuyos datos son obtenidos mediante campañas de medidas de viento, estadísticas y mapas de vientos de los emplazamientos, y el potencial eólico del emplazamiento, el cual está influenciado por factores técnicos como la velocidad media (m/s), las direcciones de viento predominantes, las turbulencias del viento en el emplazamiento y su intensidad, y el perfil vertical del viento (perfil de alturas a las que el viento presenta unas características de régimen de viento adecuadas para el aerogenerador) (ver Figura 2.4.25.).

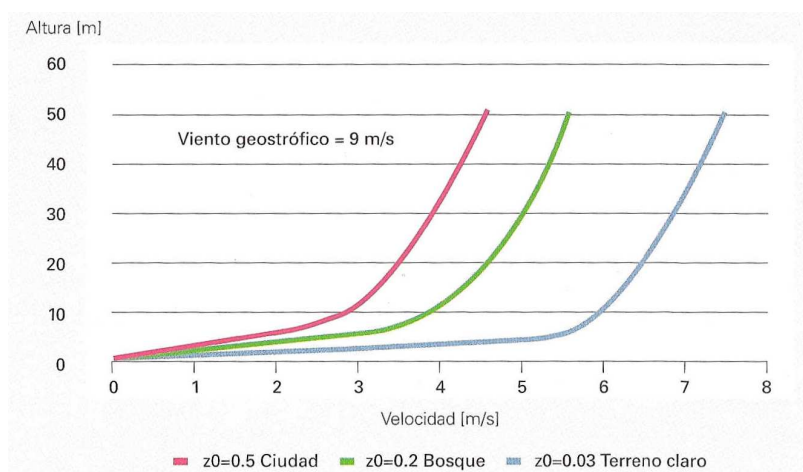


Figura 2.4.25. Gráfica de perfil vertical de viento (Fuente CENER).

En la Figura 2.4.26 se muestra una gráfica de la rosa de los vientos, la cual se utiliza para estudiar el comportamiento direccional del viento (CENER).

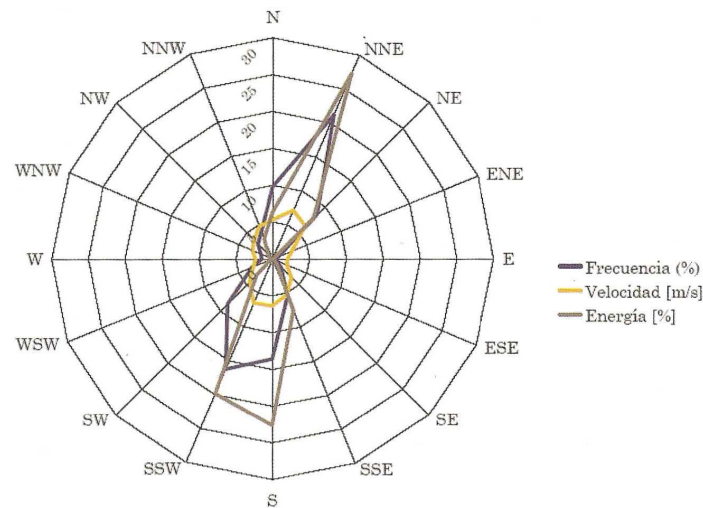


Figura 2.4.26. Gráfica de Rosa de los vientos (Fuente CENER).

En la evaluación de los recursos eólicos de un emplazamiento se debe proceder a recopilar toda la información existente en la zona en relación al viento y sus características. En España están disponibles varias fuentes de información al respecto las cuales se citan a continuación: Instituto Nacional de Meteorología (INM: ver mapa de la Figura 2.4.27.), el atlas europeo de los recursos eólicos disponibles en Europa (publicado por el laboratorio danés Risoe) y los mapas eólicos de las comunidades autónomas en España.



Figura 2.4.27. Mapa de recurso eólico: densidad de potencia del viento (W/m^2) en media anual a 80 m de altura sobre el suelo en España (Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo e IDAE).

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de los emplazamientos eólicos basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Onshore son las siguientes: las características técnicas del emplazamiento y su selección se perfilan como uno de los factores fundamentales en sí mismos en cuanto a la rentabilidad de un proyecto eólico al estar relacionado, entre otros aspectos, con la velocidad media del parque eólico y al factor de potencia del mismo.

Características técnicas generales del sistema de control.

El sistema de control de un aerogenerador Onshore es diferente en función de la potencia del mismo: para aerogeneradores de pequeña potencia el sistema de control es simple y pasivo; para los de mayor potencia el sistema de control es más complejo debido a la multitud de parámetros a medir y controlar (mediante sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, etc.) (CENER).

En el aerogenerador Onshore dentro de la nacelle, como en otras partes del mismo, se ubican la mayoría de los sistemas de control que actúan sobre los componentes funcionales del aerogenerador Onshore tales como el eje principal, la multiplicadora, el generador eléctrico, la electrónica de potencia, sistemas mecánicos, hidráulica, etc. Por lo tanto se pueden identificar varias de las principales características técnicas generales relativas al sistema de control del aerogenerador Onshore según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado de características generales del mismo. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos (Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Escudero López; Fernández Díez; EWEA; Risoe et al.):

- Características técnicas generales: sistema de control del aerogenerador Onshore. Se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de las Figuras 2.4.28. y 2.4.29. donde se indican las principales características técnicas generales de los principales sistemas de control del aerogenerador Onshore, los cuales afectan al rendimiento técnico y a las características del mismo (Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.):
 - Objetivos de un sistema de control en un aerogenerador Onshore.
 - Sub-sistemas del sistema de control del aerogenerador
 - Características técnicas de operación: sistema de control del aerogenerador
 - Etapas de los sistemas de control en un aerogenerador
 - Principales características técnicas supervisadas por un sistema de control de un aerogenerador Onshore.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ONSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	PRINCIPALES OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE CONTROL EN UN AEROGENERADOR	Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.	N.A.
			Conseguir que el aerogenerador funcione en relación al viento del emplazamiento (orientación, control de potencia, control de la velocidad, etc.).	N.A.
			Decisión sobre la conexión-desconexión del generador y realizar os arranques y paradas del aerogenerador.	N.A.
			Protección del sistema en relación a sobre-velocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, etc.	N.A.
			Maximizar el rendimiento total del sistema.	N.A.
			Indicación y señalización de posibles averías o funcionamiento incorrecto.	N.A.
			Aumentar la vida útil del aerogenerador.	N.A.
		SUB-SISTEMAS DEL SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	1. Características mecánicas del sistema de cambio de paso de palas. 2. Aeroelasticidad del cambio de paso. 3. Par aerodinámico del rotor. 4. Comportamiento dinámico del tren de potencia. 5. Características eléctricas del generador.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE OPERACION: SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	Dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador: en caso de producirse alguna condición anómala (Falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador, velocidad de viento o de rotor excesiva, etc.).	N.A.
			Sistemas PLC (Controlador de Lógica Programable)	N.A.
			Ordenadores industriales: conectados a una central vía ordenadores externos o vía MODEM mediante conexión telefónica	N.A.
		ETAPAS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN UN AEROGENERADOR	1. <u>Etapas de entrada de control:</u> se encarga de conducir las señales de los sensores o transductores distribuidos por todo el aerogenerador hasta el control central con objeto de ser procesadas y enviar las órdenes de mando a los dispositivos de actuación.	N.A.
			2. <u>Etapas de señales de alarma:</u> se encarga de registrar las señales correspondientes a situaciones anómalas de sistemas críticos marcando a su vez prioridades en cuanto a la parada inmediata del aerogenerador por encima de cualquier otra orden.	N.A.
			3. <u>Etapas de salida de control:</u> transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control accionando los actuadores correspondientes.	N.A.
		PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SUPERVISADAS EN MODO CONTINUO POR UN SISTEMA DE CONTROL DE UN AEROGENERADOR	<u>Errores internos en el sistema de control:</u> o Problemas en la transmisión de datos. o Problemas en la lectura-escritura de datos en la memoria. o Fallo en la alimentación.	N.A.
			<u>Parámetros de red:</u> o Frecuencia de red máxima y mínima. o Tensión de red máxima y mínima. o Sobre-tensión. o Corrientes asimétricas. o Corriente máxima en monitorización.	N.A.
			<u>Potencia de salida:</u> o Detección de fallo en anemómetro. o Potencia mínima.	N.A.
			<u>Velocidad del viento:</u> o Velocidad mínima de arranque. o Velocidad mínima de parada. o Velocidad máxima de parada. o Velocidad máxima de nuevo arranque. o Velocidad de detección de fallo de anemómetro.	N.A.
			<u>Velocidad de giro del rotor:</u> o Sobre-velocidad en el rotor de baja velocidad. o Sobre-velocidad en el rotor de alta velocidad. o Velocidad para actuación de freno. o Máxima velocidad con fallo de freno.	N.A.
			<u>Control de Temperaturas:</u> o Temperatura máxima de los devanados del generador eléctrico. o Temperatura máxima del aceite en la multiplicadora. o Temperatura máxima de los dispositivos electrónicos. o Temperatura en el sistema de orientación de la góndola.	N.A.
			<u>Sensores comparadores:</u> o Relación de revoluciones del eje de alta/ baja velocidad. o Relación de pulsos y revoluciones en el generador. o Enrollado-desenrollado de cables. o Detección de retraso en la comparación de sensores.	N.A.
			<u>Sistemas hidráulicos:</u> presión del circuito.	Bar
			<u>Nivel de aceite:</u> bajo nivel.	N.A.
			Excesivo nº de conexiones-desconexiones del aerogenerador.	N.A.
			<u>Alarmas:</u> o Alarmas de parada de máquina: definidas en función del modelo de cada fabricante obligan a la parada del aerogenerador y a la puesta en marcha en operación de modo manual. o Alarmas de sub-sistemas: obligan a la parada del aerogenerador pero una vez subsanado el incidente el aerogenerador se conecta automáticamente al modo de funcionamiento normal. o Alarmas secundarias: informan de la anomalía al sistema pero no se detiene el funcionamiento del aerogenerador.	N.A.

Figura 2.4.28. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de los sistemas de control de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ONSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	PARÁMETROS DE CONTROL MONITORIZADOS POR UN SISTEMA DE CONTROL DE UN AEROGENERADOR	MONITORIZACION / CONTROL SISTEMA DEL AEROGENERADOR	N.A.
			Visión General (Estatus General, Multiplicadora, Generador)	N.A.
			Temperatura (Estatus General, Multiplicadora, Generador)	°C
			Presión (Hidráulica, Multiplicadora)	Bar
			Estado del Sistema (General, Multiplicadora, Generador, Punta-Tip, Línea de vida)	N.A.
			Sistema de giro-Yaw (Estatus, Viento, Yaw)	N.A.
			Conexión a red (Estatus, Suministro, Voltaje, Corriente, Potencia, Capacitores, Protección de rayos, Misceláneos.)	N.A.
			Control del aerogenerador (Arranque, Stop, Reset, Enter)	N.A.
			Control sistema de giro-Yaw (Auto, Manual, CW, CCW, Stop, Enter)	N.A.
			Control del Motor (Rotor) (Start, Stop, Enter)	N.A.
			Ensayo del Capacitor (Test, Enter)	N.A.
			MONITORIZACION DEL SISTEMA METEOROLOGICO:	N.A.
			Visión General (Viento, Temperatura, Presión, Humedad, Estatus)	N.A.
			MONITORIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO	N.A.
			Visión General (Potencia, Voltaje, Corriente, Frecuencia, Factor de Potencia, Estatus)	N.A.
			<u>Logging/Información:</u> Alarma Log Alarma Activa Histórico de Alarmas Histórico de Eventos 10 min. Valor Log Rápido Log Estadísticas de Producción Estadísticas de disponibilidad del aerogenerador Curva de Potencia Distribución de Potencia Informes de Rendimiento-Performance 10 min. Informes de Valores	N.A.
			<u>Autorización:</u> Login de Aplicación Login Login de Localización	N.A.
			<u>Mensajes:</u> E-mail	N.A.
			<u>Exportación de datos:</u> CSV / XML	N.A.
			<u>Interfaces:</u> Externa: SOAP (HTTP, XML-CSV) Interna: OPC, ODBC, SQL	N.A.
			<u>Base de Datos:</u> SQL / Otras	N.A.

Figura 2.4.29. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de los sistemas de control de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe et al.)

En el Anexo 2.4.2.4.2.2. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle del sistema de control de los aerogeneradores Onshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada.

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor de la tesis sobre las características técnicas de los sistemas de control de los aerogeneradores Onshore basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Onshore son las siguientes:

- Las características técnicas del sistema de control de los aerogeneradores Onshore y su selección se perfilan como uno de los factores fundamentales en sí mismos en cuanto a valor añadido para los clientes finales y en cuanto a la optimización del funcionamiento de los mismos garantizándose la mayor rentabilidad posible de un proyecto eólico.
- El refinamiento y la fiabilidad del sistema de control del aerogenerador Onshore puede proporcionar una mayor disponibilidad del aerogenerador Onshore en operación por lo que es fundamental la correcta definición y ejecución de los parámetros de control tanto en la fase de diseño como en la fase de operación en el emplazamiento eólico.

Características técnicas generales de la instalación y montaje en campo.

El proceso completo de instalación y montaje en el emplazamiento final de un aerogenerador Onshore incluye una serie de actividades adicionales a las propias de la instalación física que configuran el ciclo de desarrollo de un parque eólico. En la Figura 2.4.30. se describen las fases de desarrollo estándar de un parque eólico Onshore, que en síntesis presentan dos fases diferenciadas que son las siguientes (Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Escudero López; EWEA; Risoe et al.):

- Desarrollo técnico y administrativo del parque eólico: presenta una duración media estimada de ejecución de entre tres y cuatro años. Las principales actividades a realizar son la selección del emplazamiento del parque eólico, la realización de la campaña de medición de vientos en el emplazamiento y la fase de obtención de permisos administrativos para la instalación del parque eólico.
- Instalación del parque eólico: presenta una duración media de ejecución estimada entre seis y nueve meses. Las principales actividades a desarrollar son la realización de la obra civil en el emplazamiento y la propia instalación de los aerogeneradores en su ubicación final.

CICLO DE DESARROLLO DE UN PARQUE EÓLICO ONSHORE					
FASE DE DESARROLLO	DESARROLLO DEL PARQUE EOLICO ONSHORE			INSTALACION DEL PARQUE EOLICO ONSHORE	
DURACION (ESTIMADA)	3 A 4 AÑOS			6 A 9 MESES	
ACTIVIDAD	SELECCION DEL EMPLAZAMIENTO	CAMPAÑA DE MEDICION DE VIENTOS	PERMISOS ADMINISTRATIVOS DE INSTALACION DEL PARQUE EOLICO	OBRA CIVIL	INSTALACION DE AEROGENERADORES ONSHORE EN PARQUE
DURACION (ESTIMADA)	6 MESES	2 AÑOS	1 AÑO	4 MESES	2 A 5 MESES

Figura 2.4.30. Esquema del tiempo medio del ciclo de la instalación en el emplazamiento de un parque eólico Onshore en España (Fuente: Elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

En cuanto a la tipología de las instalaciones eólicas Onshore existen dos tipologías en función del tipo de conexión a la red eléctrica:

- Instalaciones eólicas aisladas: su objeto es generar electricidad en lugares remotos para realizar el abastecimiento para autoconsumo. Estas instalaciones pueden ir combinadas con otros elementos de producción de energía renovable como por ejemplo placas solares fotovoltaicas.
- Parques eólicos: están conectados a la red eléctrica general y por lo general se instalan en zonas elevadas como las cumbres de las montañas o en zonas llanas con recurso eólico donde la velocidad del viento es adecuada para la rentabilización de las inversiones en aerogeneradores Onshore.

Definición de parque eólico: es la agrupación de varios aerogeneradores en un emplazamiento determinado con un solo punto de conexión a la red eléctrica que disponga de autorización administrativa y código de registro definitivo en el régimen especial de generación de energía eléctrica.

Un parque eólico está constituido por los siguientes elementos: aerogeneradores, las líneas eléctricas que los interconectan; la subestación transformadora para la conexión del parque eólico a una red de transporte o distribución de energía eléctrica, con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a red (transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS, etc.).

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Onshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas relativas a la instalación y montaje en campo de los aerogeneradores Onshore, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior.

Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a instalación y montaje en el emplazamiento final de un aerogenerador Onshore (Norma IEC

61400-1; IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001); ISO 12944; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Escudero López; ECN Engels, W. et al.; EWEA; Risoe):

- Características técnicas generales: ciclo de desarrollo de un parque / instalación eólica. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.31., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Desarrollo técnico y administrativo del parque eólico.
 - Instalación del parque / instalación eólica.
 - Tipología de las instalaciones eólicas de aerogeneradores Onshore.
- Características técnicas de los emplazamientos de las instalaciones de parques eólicos Onshore. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.31., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Diseño de un parque eólico.
 - Montaje de los aerogeneradores en el emplazamiento (parque o emplazamiento aislado).
- Características técnicas de los procesos de montaje en campo: montaje de torre metálica de tramos de acero. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.31., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Unión de los tramos de la torre metálica a la cimentación: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
 - Unión de los tramos de la torre: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
- Características técnicas de los procesos de montaje en campo: montaje de torre de hormigón. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.32., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Unión de los tramos de la torre de hormigón a la cimentación: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
- Características técnicas de los procesos de montaje en campo: montaje de nacelle y rotor. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.32., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Montaje de nacelle: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
 - Montaje de rotor en nacelle: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
- Características técnicas de los procesos de montaje en campo: montaje de palas en el rotor. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.32., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Montaje de las palas en el rotor: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
- Características técnicas de los procesos de montaje en campo: operaciones de montaje del aerogenerador. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.32., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Operaciones de montaje del aerogenerador: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
 - Puesta en marcha de los aerogeneradores y del parque eólico.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN CAMPO.

N.A.= NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO	CICLO DE DESARROLLO DE UN PARQUE / INSTALACIÓN EÓLICA	DESARROLLO TÉCNICO Y ADMINISTRATIVO DEL PARQUE EÓLICO	Duración media de ejecución estimada del proyecto: entre tres y cuatro años.	Años
			Selección del emplazamiento del parque eólico.	N.A.
			Realización de la campaña de medición de vientos en el emplazamiento.	N.A.
			Fase de obtención de permisos administrativos para la instalación del parque eólico.	N.A.
		INSTALACIÓN DEL PARQUE / INSTALACIÓN EÓLICA	Duración media de ejecución estimada: entre seis y nueve meses.	Meses
			Realización de la obra civil en el emplazamiento: duración en meses.	Meses
			Instalación de los aerogeneradores en su ubicación final.	Meses
		TIPOLOGÍA DE LAS INSTALACIONES EÓLICAS DE AEROGENERADORES ON-SHORE	Instalaciones eólicas Aisladas: su objeto es generar electricidad en lugares remotos para realizar el abastecimiento para autoconsumo.	N.A.
			Parques eólicos: están conectados a la red eléctrica general y por lo general se instalan en zonas elevadas como las cumbres de las montañas o en zonas llanas con recurso eólico donde la velocidad del viento es adecuada para la rentabilización de las inversiones en aerogeneradores On-Shore.	N.A.
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EMPLAZAMIENTOS DE LAS INSTALACIONES DE PARQUES EÓLICOS ON-SHORE	DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO	o Diseño de la campaña de medidas.	N.A.
			o Determinación del número y de la posición de las torres de medida de velocidad del viento.	N.A.
			o Tratamiento estadístico de los datos de viento.	N.A.
			o Modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos mediante un modelo de campo de viento.	N.A.
			o Diseño del parque eólico a partir de los resultados de la modelización anterior.	N.A.
			o Cálculo de la producción energética del parque eólico a partir del diseño de parque: el diseño final de parque será aquel en el que se alcance la máxima producción energética minimizando las pérdidas por efecto de estelas.	N.A.
			o Ubicación en campo de cada una de las posiciones de los aerogeneradores y comprobar si son viables físicamente.	N.A.
			o Cumplimiento de las normativas locales en el emplazamiento del parque: distancias mínimas de lugares habitados, terrenos con protección ambiental especial, caminos públicos evitar su invasión, etc.	N.A.
			• Configuración del parque eólico: características eléctricas del parque que definen su comportamiento dentro de la red. Se incluyen dentro de la configuración del parque eólico los aerogeneradores, las líneas eléctricas (aéreas o subterráneas), los transformadores, etc.	N.A.
			• Realización de la campaña de medidas del viento en el emplazamiento: el periodo de desarrollo de esta fase tiene una duración media de unos dos años.	N.A.
			• Selección del emplazamiento final del parque eólico: el periodo de desarrollo de la selección del emplazamiento final es en España de 6 meses de media.	N.A.
			• Permisos de instalación del parque eólico: esta fase tiene una duración media de un año e implica la autorización de la administración local y regional en la que se ubica el emplazamiento.	N.A.
			• Obra civil del emplazamiento: esta fase tiene una duración media de cuatro meses.	N.A.
		MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES EN EL EMPLAZAMIENTO (PARQUE O EMPLAZAMIENTO AISLADO)	o Accesos al emplazamiento: pista o carretera.	N.A.
			o Construcción de la obra civil de evacuación de las líneas eléctricas.	N.A.
			o Construcción de la obra civil de las cimentaciones.	N.A.
			Medios de transporte para los grandes componentes (Palas, Nacelle, Tramos de torre):	N.A.
			• Transporte estándar por carretera: < 70 Toneladas.	N.A.
			• Transporte especial por carretera: camiones especiales con vehículos de señalización delante y detrás del transporte.	N.A.
			o Mínima anchura de carreteras: 9,1 a 10,5 m.	m
			o Mínima radio de giro: estándar se considera 30 m.	m
			o Medios de izado de componentes: grúas estándar, grúas especiales, polipastos.	N.A.
			o Procesos de montaje en campo del aerogenerador: se realizan sobre los sub-componentes principales del aerogenerador como son la Torre, Nacelle, Rotor, Palas, Sub-componentes (Tren de potencia, eje).	N.A.
			o Procesos de inspección y verificación.	N.A.
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN CAMPO: MONTAJE DE TORRE METÁLICA DE TRAMOS DE ACERO.	UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE METÁLICA A LA CIMENTACIÓN: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	o Nivelación de la cimentación: control de planitud según protocolo del fabricante.	mm
			o Izado con grúa de cada tramo de torre metálica: peso máximo de grúa estándar.	Kg
			o Anclaje por interferencia en la base del hormigón de la cimentación: tipo de anclaje por interferencia o por unión atornillada mecánica.	N.A.
			• Atornillado de la brida inferior a la cimentación: Par de apriete (N/m) según los estándares de cada fabricante	N/m
			• Atornillado de la brida inferior a la cimentación: Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante	N.A.
		UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	o Atornillado de las bridas de unión entre tramos de torre: Par de apriete (N/m).	N/m
			o Conexión de los tramos de componentes internos de la torre: Par de apriete (N/m).	N/m
			o Chequeo de los pares de apriete de las bridas y de los elementos de unión internos entre tramos de torres: lista de chequeo y control del par con llave dinamométrica.	N/m
			o Montaje de componentes situados en la base de la torre: celdas de transformación, transformadores, armarios eléctricos (convertidores, armarios de control), aparellaje eléctrico, cable de media o baja tensión, cables de señal, alimentación y comunicaciones. Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N.A.
			o Conexión del cable de media o baja tensión a la línea de la celda de transformación: Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N.A.
				N.A.

Figura 2.4.31. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales del aerogenerador Onshore y su instalación y montaje en el emplazamiento (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN CAMPO.

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ON-SHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN CAMPO: MONTAJE DE TORRE DE HORMIGÓN.	UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE DE HORMIGÓN A LA CIMENTACIÓN: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	o Sub-montaje a pie de torre de las secciones de hormigón que constituyen cada tramo de la torre de hormigón: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N/m
			o Anclaje del tramo base inferior de hormigón montado por interferencia en la base del hormigón de la cimentación: tipo de anclaje por interferencia o por unión atornillada mecánica.	N.A.
			o Atornillado de los elementos de anclaje del tramo inferior de la torre de hormigón a la cimentación: Par de apriete (N/m).	N/m
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN CAMPO: MONTAJE DE NACELLE Y ROTOR.	MONTAJE DE NACELLE: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	• Sub-montajes de componentes en la góndola en el emplazamiento antes del izado a la torre: Las características técnicas relativas a este punto son: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N/m
			• Izado de la góndola a la base superior de la torre: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en la góndola.	Kg
			• Anclaje de la góndola a la base de la torre: Alineamientos y posicionamiento con respecto a la corona de giro: Ajustes de uniones entre elementos de amarre.	N/m - mm
			• Montaje y atornillado de uniones de la góndola con la corona de giro: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N/m
			• Montaje de componentes en la nacelle: o Tren de potencia: eje completo incluyendo multiplicadora y eje principal. o Generador. o Transformador de potencia. o Sistema de refrigeración (módulos exteriores a la nacelle). o Otros componentes: mecánicos, eléctricos, hidráulicos.	N.A.
		MONTAJE DE ROTOR EN NACELLE: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	• Conexión de los componentes de la góndola: o Componentes eléctricos: transformador, cables de potencia, cables de señal, alimentación y comunicación, cables de sensores de viento, otros. o Componentes mecánicos e hidráulicos. o Conexión en la góndola del Cable de media o baja tensión.	N.A.
			• Izado del rotor a la nacelle: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en el rotor.	Kg
			• Anclaje del rotor a la nacelle: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N/m
			• Conexión de los sub-componentes del rotor a la nacelle (Eje del pitch, galgas, engrase): Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N/m
			• Trazabilidad: Registro del nº de serie del rotor.	N.A.
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN CAMPO: MONTAJE DE PALAS EN EL ROTOR.	MONTAJE DE LAS PALAS EN EL ROTOR: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	• Izado de cada pala al rotor: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en las palas.	Kg
			• Anclaje de cada pala al rotor: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N/m
			• Trazabilidad: Registro del nº de serie y peso de cada pala.	N.A.
			• Control del giro del rotor 180° para el montaje secuencial de las palas: Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	° (Grados de giro)
			• Conexión de los sub-componentes del rotor a las palas: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N/m
			• Montaje del cono protector de fibra sobre el rotor: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N/m
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN CAMPO: OPERACIONES DE MONTAJE DEL AEROGENERADOR.	OPERACIONES DE MONTAJE DEL AEROGENERADOR: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	• Posicionamiento del ángulo de las palas: ángulo y posición requeridas en las Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	° (Grados de giro)
			• Tiempos de montaje de cada operación en campo (Cimentación, torre, nacelle, rotor, palas, conexión a red): nº de horas.	Horas / Operación
			• Tiempo total de montaje de cada aerogenerador en campo: nº de horas.	Horas
			Nº de personal necesario para cada operación de montaje y verificación de calidad: o nº de operarios para cada fase de montaje. o Tiempo necesario de cada operario. o Cualificación requerida para cada operario en cada operación de montaje y verificación.	N.A.
		PUESTA EN MARCHA DE LOS AEROGENERADORES Y DEL PARQUE EÓLICO	• Utillajes: tipo de utillajes requeridos para el montaje de componentes en parque (estandar / especiales / inversión necesaria).	N.A.
			• Herramientas: tipo de herramientas requeridos para el montaje de componentes en parque (estandar / especiales / inversión necesaria).	N.A.
			o Lista de chequeo general del montaje y de los controles funcionales de calidad previa al arranque y puesta en marcha del aerogenerador: características técnicas a chequear. Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N.A.
			o Control de la trazabilidad de los principales componentes del aerogenerador: registro del número de serie.	N.A.
			o Protocolo técnico de arranque del aerogenerador: características técnicas a verificar y su ejecución según los estándares de cada fabricante	N.A.
			o Conexión a red: Protocolo técnico de enganche de la celda de transformación a la red eléctrica.	N.A.
			o CAP (Certificado de Autorización de Parque): autorización administrativa del cliente del parque para realizar la conexión de los aerogeneradores a la red.	N.A.

Figura 2.4.32. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales del aerogenerador onshore y su instalación y montaje en el emplazamiento (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe et al.)

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor de la tesis sobre las características técnicas de la de la instalación y montaje en el emplazamiento de los aerogeneradores Onshore basadas en la

investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Onshore son que las características técnicas de la instalación y puesta en campo de los aerogeneradores, al ser la fase final de la cadena de suministro se presentan como un conjunto de operaciones de alta criticidad, las cuales deben tener una ejecución libre de fallos para poder garantizar el funcionamiento correcto del aerogenerador a lo largo de su vida útil. Están asociadas a múltiples factores, tanto desde el punto de vista del diseño y características técnicas del aerogenerador, como desde el punto de vista de procedimientos de ejecución, regulación y normativas técnicas y de seguridad, así como los requisitos exigidos por el cliente final.

En el Anexo 2.4.2.4.2.3. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle de la instalación y montaje en el emplazamiento de los aerogeneradores Onshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada.

Características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Onshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas relativas a la conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Onshore, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a la conexión a la red eléctrica (Norma IEC 61400-1; IEC 61000-4-30; RD 436/2004; RD 661/07; Procedimiento de Operación P.O.12.3.; Procedimiento de operación P.O.7.4.; Red Eléctrica Española - REE-; LVRT *Grid Code Requirements*; AEE; CENER; IDAE):

- Características técnicas de conexión a la red: aerogeneradores de paso fijo y velocidad fija. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.33., donde se indican las principales características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica para esta configuración de aerogenerador, las cuales afectan a las características técnicas generales y de configuración del aerogenerador Onshore:
 - Parámetros de chequeo antes de realizar la conexión a la red eléctrica.
 - Desconexión de la red eléctrica.
- Características técnicas de conexión a la red: aerogeneradores de paso variable y velocidad variable. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.33., donde se indican las principales características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica para esta configuración de aerogenerador, las cuales afectan a las características técnicas generales y de configuración del aerogenerador Onshore:
 - Parámetros de chequeo antes de realizar la conexión a la red eléctrica.
 - Desconexión de la red eléctrica.
- Conexión a la red eléctrica. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.33., donde se indican las principales características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica, las cuales afectan de forma general a las características técnicas generales y de configuración del aerogenerador Onshore (RD 436/2004; IEC 61000-4-30; Procedimiento de Operación P.O.12.3.):
 - Características técnicas de la conexión a la red relacionadas con la gestión de la red eléctrica.
 - Características técnicas de la conexión a la red relacionadas con la seguridad del sistema eléctrico.
- Características técnicas de los códigos de red. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.34., donde se indican las principales características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica, las cuales afectan de forma general a las características técnicas generales y de configuración del aerogenerador Onshore (RD 661/07; Procedimiento de operación P.O.7.4.):
 - Regulación de potencia reactiva.
 - Regulación de tensión.
 - Regulación de potencia activa (R.D. 661/07).
 - Regulación de frecuencia.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA				
GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: CONEXIÓN A LA RED ELECTRICA	CARACTERÍSTICAS TECNICAS DE CONEXIÓN A LA RED: AEROGENERADORES DE PASO FIJO Y VELOCIDAD FIJA	PARAMETROS DE CHEQUEO ANTES DE REALIZAR LA CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	PROTOCOLO DE CONTROL: EJECUCIÓN DEL PROCEDIMIENTO.	N.A.
			Límite mínimo de la velocidad del viento.	m/s
			Activación del sistema de orientación.	N.A.
			Liberación del sistema de freno para el eje de giro.	N.A.
			Palas. Se colocan en posición de operación: a la posición de los aero-frenos en el caso de paso fijo.	N.A.
			Activación del sistema de arranque suave (la conexión se produce sin esfuerzos mecánicos ni sobre-corrientes de conexión).	N.A.
			Conexión al sistema de control: se puentea el sistema de arranque suave y conecta las etapas de compensación de energía reactiva.	N.A.
		Regulación de frecuencia: solo es válida cuando se está conectado a la red ya que el generador puede cambiar de frecuencia mediante el cambio de velocidad del rotor.	N.A.	
		DESCONEXIÓN DE LA RED ELÉCTRICA	Desconexión de la red: en caso de que se alcance el número máximo de revoluciones en el eje de alta velocidad actúa el sistema de frenado de emergencia mediante los aero-frenos hasta disminuir el nº de revoluciones pero sin desconectar de la red el aerogenerador con el fin de no perder el par resistente del aerogenerador y evitar empalmientos.	r.p.m
		CARACTERÍSTICAS TECNICAS DE CONEXIÓN A LA RED: AEROGENERADORES DE PASO VARIABLE Y VELOCIDAD VARIABLE	PARAMETROS DE CHEQUEO ANTES DE REALIZAR LA CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	PROTOCOLO DE CONTROL: EJECUCIÓN DEL PROCEDIMIENTO.
	Detección de Límite mínimo de la velocidad del viento y con cadencia constante.			m/s
	Activación del sistema de orientación.			N.A.
	Liberación del sistema de freno para el eje de giro.			N.A.
	Proceso de arranque automático.			N.A.
	Las palas del rotor se colocan en posición de funcionamiento (mínimo ángulo en el caso de paso variable).			N.A.
	Regulación de frecuencia: en el caso de sistemas de velocidad variable la desconexión de red es inmediata en caso de no regularse la frecuencia dentro de los límites de la red de conexión.			N.A.
	DESCONEXIÓN DE LA RED ELÉCTRICA		Desconexión de la red: por encima de la velocidad nominal se mantienen las revoluciones del rotor mediante la regulación del ángulo de paso de las palas.	N.A.
	Ángulo de las palas en la posición de bandera (con ello se reduce la superficie de incidencia y la cantidad de viento sobre las palas).		N.A.	
	CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED RELACIONADAS CON LA GESTIÓN DE LA RED ELÉCTRICA	Control de Tensión (V): todas las líneas de la red deben funcionar a un voltaje especificado que el aerogenerador debe mantener. Las características que debe cumplir la conexión a red del aerogenerador eólico son: • Producción de energía reactiva en el parque eólico. • Compensación del perfil de tensiones en el punto de conexión. • Compensación de producción de energía reactiva mediante dos formas: o Modelo de franjas del periodo horario (Llano, Punta, Valle). o Instrucciones en tiempo real.
		Control de Frecuencia (50 Hz en España).		Hz
		Producción de Energía Activa.		kVA
		Producción de Energía Reactiva: se realiza mediante dos formas o Modelo de franjas del periodo horario (Llano, Punta, Valle). o Instrucciones en tiempo real.		kVAr
		Regulación de Potencia-Frecuencia en el sistema.		kVA / Hz
		Generación de energía eléctrica accionable y firme para cubrir los picos de consumo.		N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED RELACIONADAS CON LA SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO:	Control de la integridad del sistema y de la calidad de la energía: % de limitación del porcentaje de aportación a la red de la energía eléctrica de origen eólico	%
			Control de la calidad de la energía.	N.A.
			Huecos de tensión: un hueco de tensión aparece en la red cuando se produce un cortocircuito en algún punto de ella con valores por debajo del 85% del valor de la tensión nominal.	N.A.
			Normativa aplicable para los Huecos de tensión: Norma IEC 61000-4-30.	N.A.
			Características técnicas de los Huecos de tensión: o El valor de la caída de Tensión. o La duración de la caída de tensión: suele oscilar entre 10 ms y 1 segundo.	N.A.
			Primas para Huecos de tensión (en España): Real Decreto Ley (RD 436/2004) que regula el régimen especial estableciendo un incentivo económico en forma de prima para aquellos aerogeneradores que se mantengan en línea durante los huecos de tensión.	N.A.
	Verificación del Rendimiento de los aerogeneradores con huecos de tensión: Procedimiento de Operación P.O. 12.3.	N.A.		
	Tecnologías aplicadas para el cumplimiento de los requisitos de conexión a red y huecos de tensión (Procedimiento de Operación P.O. 12.3): • Dispositivos de Crow-Bar Activo. • Dispositivos para generar tensión al aparecer huecos de tensión. • Generadores de imanes permanentes (media velocidad en r.p.m.). • Convertidores de potencia del tipo Full Converter. • Sistemas de control SCADA de nueva generación: incorporan sistemas de regulación avanzados (control de potencia activa/reactiva/aparente, control de tensión, etc.).			N.A.

Figura 2.4.33. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; IEC 61000-4-30; RD 436/2004; RD 661/07; P.O.12.3.; P.O.7.4.; REE; LVRT).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EOLICA ON-SHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR ONSHORE: CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS CÓDIGOS DE RED.	REGULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.	• Control de la tensión de red: se realiza mediante la generación de Potencia Reactiva.	V
			• Reducción de la Tensión de red: se realiza mediante la absorción de potencia Reactiva.	V
			• Incremento de la Tensión de red: se realiza mediante la generación de potencia Reactiva.	V
			• Regulación de la Potencia Reactiva: se realiza de tres formas. o Cos Phi: se realiza normalmente por calendario (en el caso de España aplica el Real Decreto R.D. 661/07). o KVARs: Se aplica en la generación en redes pequeñas. o Tensión: Se aplica cuando se trabaja en redes débiles.	kVAr
			• Control aplicado en la sub-estación: se puede realizar mediante los siguientes métodos. o Sistemas discretos (Banco de condensadores): la regulación no está optimizada. o Sistemas continuos (modelo STATCOM): la regulación está optimizada. o Sobre-dimensionamiento de los generadores: es una opción cara desde el punto de vista económico aunque la regulación está optimizada.	N.A.
			• Valores de Potencia Reactiva: Se identifican los valores en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión del transformador en todo el rango de potencias	kVAr
		REGULACIÓN DE TENSIÓN.	Realización de un balance de Potencia reactiva entre la oferta y la demanda.	N.A.
			Balance de Potencia Reactiva: se realiza a través de las plantas generadoras conectadas al nodo.	N.A.
			El procedimiento de operación P.O. 7.4. : es el que aplica en España para la regulación de tensión.	N.A.
		REGULACIÓN DE POTENCIA ACTIVA.	Regulación de Potencia Activa por parte del operador del sistema puede venir motivada por distintas causas: • Limitación propia del parque eólico en su línea de evacuación de energía. • Sobrecarga puntual en alguna parte del nudo de generación de energía. • Inestabilidad transitoria de la red eléctrica: cumplimiento de huecos de tensión.	N.A.
			Protocolo de comunicación para la regulación de Potencia Activa: se envía una consigna específica que debe mantenerse hasta una posterior actualización de la misma.	N.A.
			Tiempo de Respuesta (% Pn/s).	% Pn/s
		REGULACIÓN DE FRECUENCIA.	Frecuencia (f): f<101% (100% Pn).	% / Hz
			El tiempo de Respuesta (suele ser un % Pn/s).	s

Figura 2.4.34. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-1; IEC 61000-4-30; RD 436/2004; RD 661/07; P.O.12.3.; P.O.7.4.; REE; LVRT).

Dentro de las características técnicas de conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Onshore es preciso destacar el de los requisitos denominados huecos de tensión. Un hueco de tensión aparece en la red cuando se produce un cortocircuito en algún punto de ella con valores por debajo del 85% del valor de la tensión nominal (Norma IEC 61000-4-30). Las causas de los huecos de tensión son generalmente cortocircuitos, arranques de motores, variaciones de carga y 90% de los mismos son monofásicos (aunque pueden ser también bifásicos y trifásicos). El hueco de tensión viene determinado por dos parámetros fundamentales:

- El valor de la caída de Tensión.
- La duración de la caída de tensión: suele oscilar entre 10 mili segundos y 1 segundo.

Se produce una caída de tensión en el circuito arrastrando consigo a todo el sistema en mayor o menor grado dependiendo de la distancia eléctrica. Una vez el cortocircuito es despejado se inicia un proceso de recuperación de la tensión hasta alcanzar los valores normales de operación y en este proceso el comportamiento de los equipos conectados a la red tiene una influencia decisiva tanto en la rapidez como en la robustez de la respuesta.

Las caídas de tensión obligan a los aerogeneradores a su desconexión de forma inmediata.

Existe un Real Decreto Ley (RD 436/2004) que regula el régimen especial estableciendo un incentivo económico en forma de prima para aquellos aerogeneradores que se mantengan en línea durante los huecos de tensión. También existe una verificación del rendimiento de los aerogeneradores con huecos de tensión según el Procedimiento de Operación P.O.12.3. requerido por la administración española; en la Figura 2.4.35. se presentan los gráficos de Huecos de Tensión con los requisitos a cumplir por parte de los aerogeneradores Onshore conectados a la red, en cuanto a parámetros de tensión de conexión y desconexión y producción de energía activa y reactiva (AEE y Procedimiento de Operación P.O.12.3.).

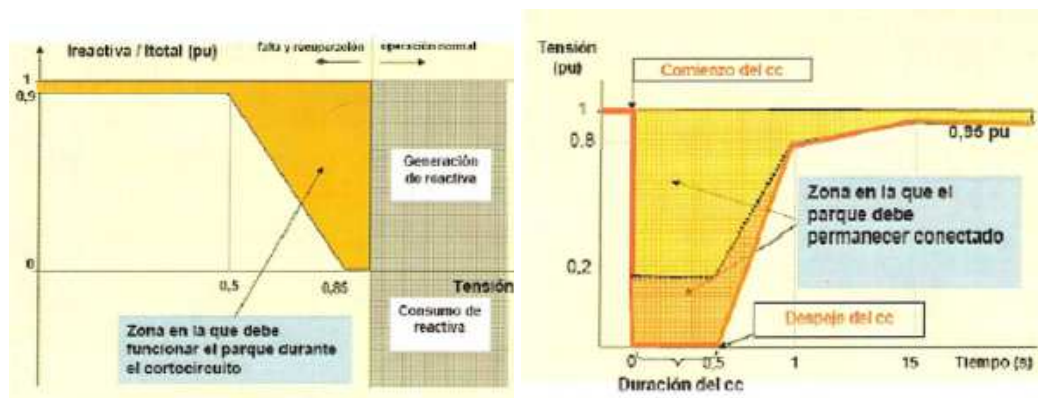


Figura 2.4.35. Gráficos de Huecos de Tensión según los requisitos a cumplir en el procedimiento operativo P.O. 12.3. (Fuente: AEE; Procedimiento de Operación P.O. 12.3. y RD 436/2004)

En el Anexo 2.4.2.4.2.4. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle de la conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Onshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada.

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor de la tesis sobre las características técnicas de la conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Onshore basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Onshore son las siguientes: las características técnicas de la conexión a la red eléctrica están asociadas a múltiples factores, tanto desde el punto de vista del diseño y características técnicas del aerogenerador, como desde el punto de vista de regulación y normativas de conexión a la red y los requisitos exigidos por el operador de red.

Características técnicas generales de las certificaciones de los aerogeneradores Onshore.

La definición de certificación de acuerdo a la norma europea EN 45020, es que la certificación es la confirmación del cumplimiento de un producto o servicio con los requerimientos definidos (por ejemplo guías maestras, códigos y normativas). En el campo de la energía eólica la certificación se focaliza en el aerogenerador completo y en componentes principales como el rotor, las palas, multiplicadoras o torres. El alcance de la certificación consiste en la evaluación de la integridad estructural, la seguridad y el cumplimiento de estos requerimientos (Woebeking M., GL). El procedimiento de certificación según la normativa IEC WT01 constituye una evaluación de conformidad completa realizada por una tercera a parte sobre un tipo o modelo específico de aerogenerador, sobre un componente principal, sobre uno o varios aerogeneradores en un emplazamiento específico y el alcance de la certificación incluye desde la etapa de diseño hasta la entrega y operación en parque del aerogenerador (IEC).

En relación a las certificaciones de aerogeneradores para la aplicación terrestre Onshore y sus sub-componentes existen una serie de normativas de carácter internacional basadas en los estándares IEC (*International Electrotechnical Commission*) y en especial sobre la norma IEC WT01 (*IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines, Rules and Procedures*). Estas normativas son utilizadas tanto por los fabricantes de aerogeneradores como por los clientes finales para validar los diseños y su rendimiento real en funcionamiento.

En el sector eólico actual la certificación de los aerogeneradores se subcontrata a una tercera parte independiente para que lleve a cabo la certificación de los parámetros técnicos de los aerogeneradores: revisión del diseño y ensayos de certificación. Se trata de compañías de reconocido prestigio internacional en cuanto a conocimiento, solvencia técnica, medios de evaluación y certificación, lo cual genera unos informes oficiales de certificación del producto reconocidos a nivel internacional por los clientes, las entidades financieras y por el mercado eólico en general. Los organismos certificadores deben ser laboratorios acreditados (CENER) conforme a la norma ISO/IEC 17025 o entidades de certificación acreditadas conforme a la norma EN 45011.

En cuanto a los aerogeneradores Onshore y componentes eólicos, las principales entidades certificadoras y los centros técnicos / laboratorios asociados a las mismas a nivel mundial son los siguientes (CENER):

- Germanischer Lloyd-GL (Alemania).
- Centro tecnológico Windtest (Alemania).
- Det Norske Veritas-DNV (Dinamarca).
- Centro tecnológico Risoe National Laboratories (Dinamarca).
- Underwriters Laboratories (USA).
- National Renewable Energy Laboratory-NREL (USA).
- CIWI (Holanda).
- Centro tecnológico ECN (Holanda).
- Centro Nacional de Energías Renovables-CENER- (España).

Las diferentes fases de la certificación se pueden sintetizar en los siguientes aspectos según la normativa vigente IEC WT01 (IEC WT01, GL), expresadas detalladamente en el esquema de la Figura 2.4.36. (IEC):

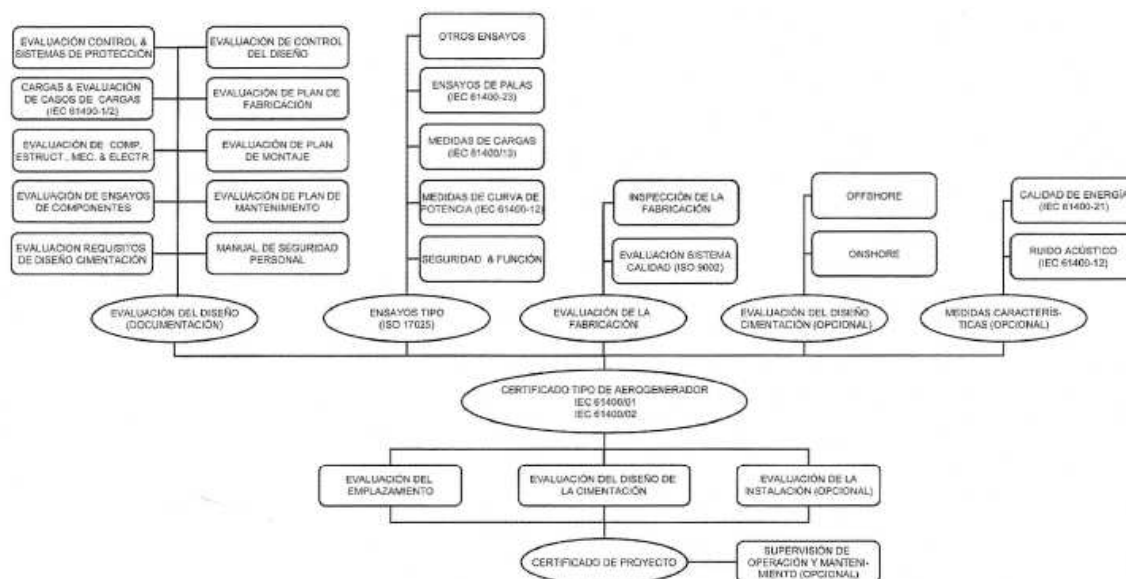


Figura 2.4.36. Procedimiento general de certificación según la norma IEC WT01 aplicable para la certificación de un aerogenerador Onshore (Fuente: IEC)

- Procedimiento de evaluación del diseño (*Design Evaluation*): ver Figura 2.4.37. con el esquema del procedimiento.

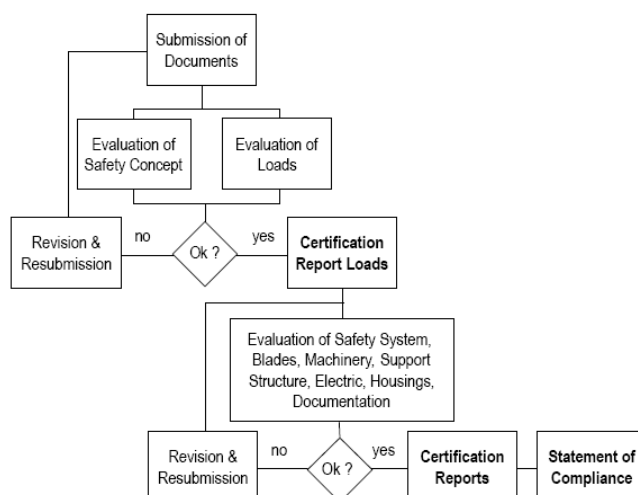


Fig. 1: Procedure of the Design Evaluation

Figura 2.4.37. Procedimiento IEC WT01 de la evaluación del diseño para la certificación de un aerogenerador Onshore (Fuente: IEC, GL).

- Certificación tipo del aerogenerador (*Type Certificate*): para obtener la certificación según IEC WT01 se deben completar los siguientes módulos de certificación disponibles (ver Figura 2.4.38. con los módulos de la certificación).
 - Ensayo tipo (Type Testing).
 - Evaluación del proceso de fabricación (*Manufacturing Evaluation*): del aerogenerador y de los componentes principales (ver Figura 2.4.39.).
 - Evaluación del diseño de la cimentación (*Foundation Design Evaluation*): es opcional.
 - Medidas de características tipo (*Type Characteristic Measurement*): es opcional.

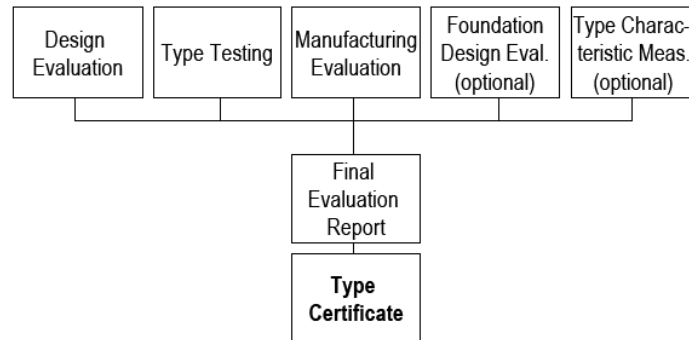


Fig. 2: Modules in Type Certification [1]

Figura 2.4.38. Procedimiento IEC WT01 de los módulos de la certificación tipo de un aerogenerador Onshore (Fuente: IEC, GL)

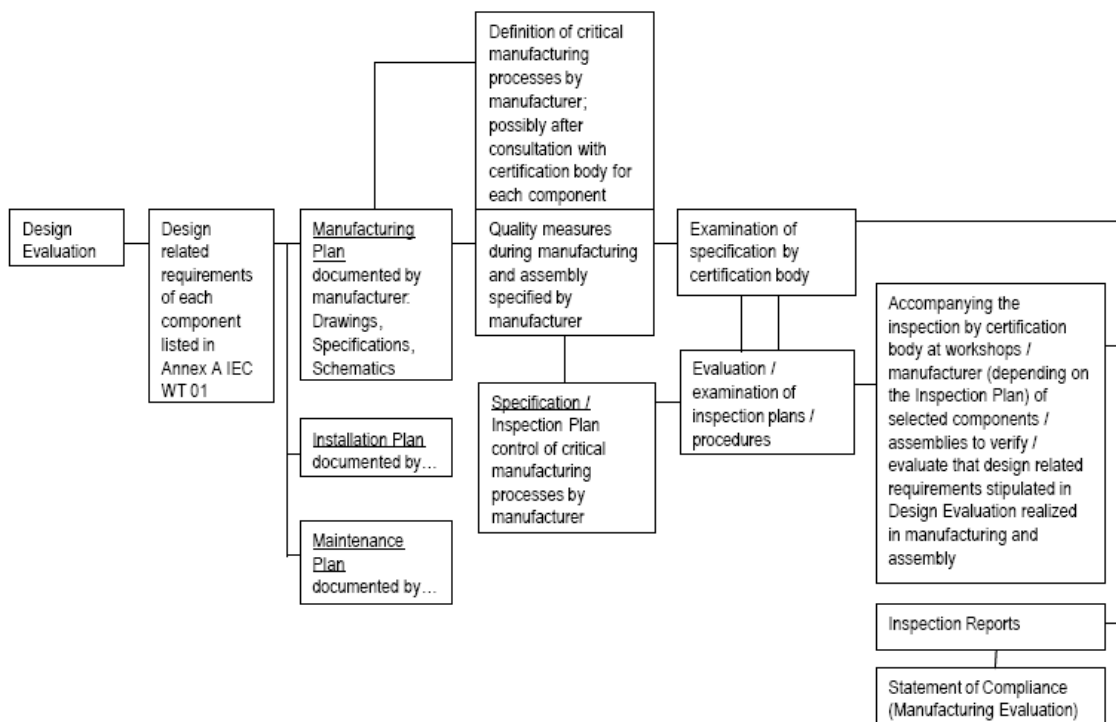


Fig. 3: Workflow for Manufacturing Evaluation

Figura 2.4.39. Procedimiento IEC WT01 de la evaluación del proceso de fabricación de un aerogenerador Onshore (Fuente: IEC, GL)

- Certificación del proyecto (Project Certification). Se lleva a cabo con aerogeneradores que ya han recibido aprobada la certificación tipo (*Type Certification*) y básicamente se lleva a cabo para proyectos de parques eólicos Onshore y Offshore. Esta certificación del proyecto alcanza los siguientes aspectos (GL):
 - Certificación tipo del aerogenerador (*Type Certificate*).
 - Evaluación del emplazamiento (*Site Assessment*).
 - Evaluación del diseño de la cimentación (*Foundation Design Evaluation*).

- Evaluación de la instalación (*Installation Evaluation*) incluyendo el comisionado: es opcional.
- Gestión de la calidad (*Quality Management*): es opcional.

En la Figura 2.4.40. se muestra el esquema de la certificación del proyecto aplicable a un aerogenerador Onshore (IEC).

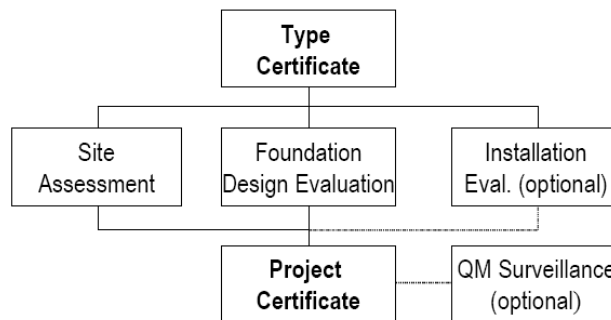


Fig. 4: Modules in Project Certification [1]

Figura 2.4.40. Procedimiento IEC WT01 de la evaluación de la certificación del proyecto aplicable de un aerogenerador Onshore (Fuente: IEC, GL)

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Onshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas relativas a las certificaciones de los aerogeneradores Onshore, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a las certificaciones (Norma IEC WT01; IEC 61400-1; IEC 61000-2; IEC 61000-11; IEC 61000-12; IEC 61000-23; IEC 61000-24; P.O.12.3; ISO 2394; GL; DNV; UL; NREL; ECN; CENER):

- Características técnicas de las certificaciones de los aerogeneradores Onshore. Se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de las Figuras 2.4.41., 2.4.42. y 2.4.42B. donde se indican las principales características técnicas generales de las certificaciones, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Onshore:
 - Normativas generales aplicables en cuanto a certificación de aerogeneradores y de sus sub-componentes principales.
 - Evaluación de emplazamientos según Norma IEC 61400.
 - Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1): General.
 - Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1): condiciones ambientales y clasificación de clases de aerogeneradores.
 - Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1): condiciones ambientales.
 - Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1): condiciones eléctricas.
 - Requisitos de seguridad: DISEÑO estructural. cargas (norma IEC 61400-2 y ISO 2394).
 - Requisitos de seguridad: sistema de control.
 - Requisitos de seguridad: sistema de protección.
 - Requisitos de seguridad: sistemas mecánicos.
 - Requisitos de seguridad: sistemas eléctricos (IEC 60204-1).
 - Requisitos de seguridad: evaluación de condiciones extremas.
 - Requisitos de seguridad: montaje e instalación en campo.
 - Requisitos de seguridad: comisionado, operación y mantenimiento.
 - Medidas de ruido acústico (IEC-61400-11).
 - Ensayo de curva de potencia (IEC-61400-12).
 - Ensayo de palas (IEC-61400-23).
 - Protección contra rayos (IEC-61400-24).
 - Verificación del rendimiento de los aerogeneradores con huecos de tensión: según el procedimiento de operación P.O. 12.3.
 - Procedimientos de validación interna del fabricante de aerogeneradores.
 - Otros ensayos y requisitos.

MATRIZ DE CARACTERISTICAS TECNICAS: ENERGIA EOLICA ON-SHORE
CERTIFICACION DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
Características Técnicas de los AEROGENERADORES ONSHORE	Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores ONSHORE	Normativas generales aplicables en cuanto a certificación de aerogeneradores y de sus sub-componentes principales:	• Norma IEC WT01 (Edición 2004): Certificación Tipo de aerogeneradores. Sistemas IEC para ensayo y certificación de aerogeneradores (Reglas y procedimientos).	N.A.
			• Norma IEC 61400-1 (2005; 3ª edición): Requisitos de seguridad.	N.A.
			• Norma DIBT-PG WEA N° 186 (Marzo 2004 ES).	N.A.
			• Norma UL 1741 (17-01-2001): normativa americana de certificaciones de diseño.	N.A.
			• Norma IEC 61400-4: requisitos de diseño para cajas de engranajes de aerogeneradores.	N.A.
			• Norma IEC 61400-11 (2ª Edición diciembre 2002): Técnicas para la medida del ruido acústico.	N.A.
			• Norma FGW TRW Teil 1 Rev16 (01-07-2005).	N.A.
			• Norma IEC 61400-14: Declaración del nivel de potencia sonora y valores de tonalidad.	N.A.
			• Norma BRITISH ETSU-R-97.	N.A.
			• Norma IEC 61400-12-1 (Diciembre 2005): Ensayo de curva de potencia.	N.A.
			• Norma FGW TRW Teil 5 Rev3 (01-07-2005).	N.A.
			• Norma FGW TRW Teil 2 Rev14 (01-03-2004).	N.A.
			• Norma IEC 61400-21 (2ª Edición Agosto 2008): Calidad de energía. Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de las turbinas eólicas conectadas a la red.	N.A.
			• Norma FGW TRW Teil 4 Rev1 (Diciembre 2004).	N.A.
			• Norma FGW TRW Teil 3 Rev18 (01-03-2004).	N.A.
			• Norma IEC 61400-23: Ensayo estructural a escala real de palas de aerogenerador.	N.A.
			• Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): : Medida de cargas mecánicas.	N.A.
			• Norma IEC 61400-23: Ensayo estructural a escala real de palas de aerogenerador.	N.A.
			• Norma IEC 61400-24: Protección contra rayos.	N.A.
			• Norma IEC 61400-25: Normativa de comunicación para control remoto y monitorización de parques eólicos.	N.A.
			• Norma IEC 61400-121: Medidas de potencia de aerogeneradores conectados a red. Cumplimiento del Rendimiento de los aerogeneradores.	N.A.
			• Norma IEC/ISO 17020: requisitos generales de acreditación para entidades de certificación.	N.A.
			• Norma IEC/ISO 17025: requisitos generales de acreditación para la competencia de laboratorios de calibración y ensayos.	N.A.
			• Procedimiento de Operación P.O. 12.3. Verificación del Rendimiento de los aerogeneradores ante los huecos de tensión.	N.A.
		EVALUACION DE EMPLAZAMIENTOS según Norma IEC 61400	Condiciones de viento.	N.A.
			Condiciones Medioambientales.	N.A.
			Condiciones del sistema de conexión a red.	N.A.
			Condiciones del suelo del emplazamiento	N.A.
		Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1): General.	Modelo estructural dinámico de predicción de cargas mecánicas sobre el aerogenerador: según condiciones externas y cargas de diseño.	Cálculo teórico de cargas y medidas en campo (emplazamiento)
			Diseño del generador según la clase de seguridad (normal o especial)	Factor de seguridad
			Lógica del Sistema de protección	Esquemas & Especificaciones
			Análisis de fallos	N.A.
			Control y protección de sobrevelocidad	R.P.M.
			Control y protección de sobreintensidad y potencia	A / kW
			Control y protección de vibraciones	Hz
			Sistema de aseguramiento de calidad en todo el ciclo de vida del aerogenerador.	ISO 9001
			Placa de característica del aerogenerador con datos: fabricante, país, modelo, nº serie, año de producción, potencia nominal.	DATOS DEL FABRICANTE
		Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1): CONDICIONES AMBIENTALES y CLASIFICACION DE CLASES DE AEROGENERADORES	Vave: Velocidad de viento promedio anual a la altura del buje del aerogenerador (m/s)	CLASE DE AEROGENERADOR I: Vave = 10 CLASE DE AEROGENERADOR II: Vave = 8,5 CLASE DE AEROGENERADOR III: Vave = 7,5 CLASE DE AEROGENERADOR IV: Vave = 6 CLASE DE AEROGENERADOR S: Vave = a definir
			I15 (-) A: Valor característico de la intensidad de turbulencia a la altura del buje a una velocidad promedio de 15 m/s (Valores máximos de turbulencia).	CLASE DE AEROGENERADOR I: I15 (-) = 0,18 CLASE DE AEROGENERADOR II: I15 (-) = 0,18 CLASE DE AEROGENERADOR III: I15 (-) = 0,18 CLASE DE AEROGENERADOR IV: I15 (-) = 0,18 CLASE DE AEROGENERADOR S: I15 (-) = 0,18
			Características ambientales con Condiciones de viento normales: Distribución de velocidad de viento; modelo de perfil de viento normal; modelo normal de turbulencia	N.A.
			Características ambientales con Condiciones de viento extremas: modelo de velocidad de viento extrema a 50 años; ráfaga extrema de operación; cambio de dirección extremo; ráfaga extrema coherente; ráfaga extrema coherente con variación de dirección; cizalladura de viento extrema.	N.A.
			Características ambientales climáticas: Temperatura (°C); Humedad (%); Densidad del aire (gr/cm3); Radiación solar; Lluvia-nieve-granizo-hielo; sustancias químicas activas; Partículas mecánicas activas; Rayos; Terremotos; Salinidad.	N.A.
		Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1): CONDICIONES ELECTRICAS	Tensión (V)	Valor nominal +/-10%
			Frecuencia (Hz)	Valor nominal +/-2%
			Desequilibrio en Tensión (V)	+/-2%

Figura 2.4.41. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas de certificación de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC WT01; IEC 61400-1; IEC; GL et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGIA EOLICA ON-SHORE
CERTIFICACION DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
Características Técnicas de los AEROGENERADORES ONSHORE	Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores ONSHORE	Requisitos de seguridad: DISEÑO ESTRUCTURAL. CARGAS (NORMA IEC 61400-2 y ISO 2394)	CALCULO DE CARGAS: INERCIALES; GRAVITACIONALES; AERODINAMICAS; OPERACIONALES.	N.A.
			ANALISIS DE RESISTENCIA A CARGA LIMITE ULTIMO (NORMA ISO 2394): FACTORES DE SEGURIDAD PARCIALES.	N.A.
			ANALISIS DE FALLO A FATIGA (Cuantificación de los daños): REGLA DE MINER (El estado último se alcanza cuando el daño es igual a la unidad).	DAÑO < 1,0
			PANDEO Y DEFLEXIONES DE MATERIALES (mm): en parámetros relacionados con la integridad del aerogenerador.	mm
			CONDICIONES DE OPERACIÓN: NORMAL, CRITICAS Y DE FALLO.	N.A.
			RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE FRENADO: en condiciones de Pérdida de conexión a red, Paradas de emergencia, sistemas de prevención de fallos).	%
			RENDIMIENTO DEL SISTEMA DE GIRO.	%
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: ROTOR	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: PALA	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: SISTEMA DE FRENO	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: EJE DE BAJA VELOCIDAD Y RODAMIENTOS	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: BASTIDOR PRINCIPAL Y ESTRUCTURA DE LA MULTIPLICADORA	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: SISTEMA DE MULTIPLICACION Y DE EJE DE POTENCIA (Multiplicadora, Motores, Frenos, Acoplamientos)	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: Zona superior de la torre y sistema de giro	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: TORRE	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: CONEXIÓN DE LA TORRE A LA CIMENTACION	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: CIMENTACION	N.A.
			MEDICION DE DATOS DE CARGAS. Parámetros meteorológicos: Velocidad de viento a la Altura del rotor; Dirección del viento; Presión atmosférica; Temperatura.	m/s ; N.A.; Bar; °C
			MEDICION DE DATOS DE CARGAS: Cargas, Momentos de Deflexión de raíz de pala (Flap-wise; Lead-lag), Cargas del eje (Par y torsión), Cargas bi-direccionales en zona superior de la torre, Cargas bi-direccionales en zona de base de la torre.	N.A.
			VELOCIDAD DEL ROTOR.	R.P.M.
			POTENCIA ELECTRICA PRODUCIDA.	kW
			ANGULO DE GIRO DE LAS PALAS (PITCH ANGLE).	° (Grados)
			POSICION DEL SISTEMA DE GIRO.	° (Grados) RESPECTO AL PUNTO INICIAL
			FACTORES DE SEGURIDAD DEL DISEÑO	Especificaciones
			INPUTS DE AERODINAMICA: Geometría de palas, Tablas de vientos.	Especificaciones
		Requisitos de seguridad: SISTEMA DE CONTROL	Limitación de Potencia	kW
			Velocidad del Rotor	rpm
			Conexión de la carga eléctrica	N.A.
			Procedimiento de arranque y parada del aerogenerador	N.A.
			Parada en situaciones de caída de red o desconexión de red	N.A.
			Enrollamiento de cables de potencia, media tensión, etc.	N.A.
		Requisitos de seguridad: SISTEMA DE PROTECCION	Alineación del aerogenerador con la dirección del viento	N.A.
			Sobrevelocidad del aerogenerador (Definido por cada fabricante para velocidad a la máxima potencia)	m/s
			Arranque y parada del aerogenerador por encima de la máxima velocidad de operación.	m/s
			Sobrecarga / Fallo del aerogenerador	N.A.
		Requisitos de seguridad: SISTEMAS MECANICOS	Vibración: Valores máximos de vibración de operación y valores excesivos de vibración del aerogenerador.	Hz
			Fallo de funcionamiento del aerogenerador debido a: Caída de red / Desconexión de la Red / Pérdida de carga / enrollamiento de cables.	N.A.
		Requisitos de seguridad: SISTEMAS ELECTRICOS (IEC 60204-1)	Diseño de componentes a prueba de errores de montaje y mantenimiento (características generales).	N.A.
			SISTEMAS ELECTRICOS SEGÚN NORMA IEC 60204-1	N.A.
			SISTEMA DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ELECTRICA	N.A.
			SISTEMA DE DISPOSITIVOS DE DESCONEXION DEL AEROGENERADOR DE FUENTES ELÉCTRICAS	N.A.
			SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	N.A.
			SISTEMA DE PROTECCION CONTRA RAYOS	N.A.
		Requisitos de seguridad: EVALUACION DE CONDICIONES EXTREMAS	SISTEMA DE PROTECCION DE CABLES	N.A.
			SISTEMA DE PROTECCION POR SOBRETENSION	N.A.
		Requisitos de seguridad: EVALUACION DE CONDICIONES EXTREMAS	EVALUACION DE CONDICIONES DE VIENTO: 6 MESES MINIMO DE MONITORIZACION CON DATOS FIABLES	MESES
			EVALUACION DE CONDICIONES ELECTRICAS DE LA RED EN EL PUNTO DE INTERCONEXION RED-AEROGENERADOR: NORMA IEC 60204-1	N.A.

Figura 2.4.42. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas de certificación de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC WT01; IEC 61400-1; IEC; GL et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EOLICA ON-SHORE
CERTIFICACION DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
Características Técnicas de los AEROGENERADORES ONSHORE	Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores ONSHORE	Requisitos de seguridad: MONTAJE E INSTALACION EN CAMPO	CONDICIONES DE SEGURIDAD DE LAS PERSONAS Y EQUIPOS: MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE MONTAJE E INSTALACION DE CADA FABRICANTE	N.A.
		Requisitos de seguridad: COMISIONADO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	MANUAL DEL AEROGENERADOR DE CADA FABRICANTE: PROCEDIMIENTO DE TRABAJO.	N.A.
			ENERGIZACION DEL AEROGENERADOR.	N.A.
			ENSAYOS DE FUNCIONAMIENTO CON SEGURIDAD DEL AEROGENERADOR: ARRANQUE, PARADA NORMAL, PARADA DE EMERGENCIA, PARADA POR SOBREVELOCIDAD, ENSAYO FUNCIONAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.	N.A.
			REGISTRO DE RESULTADOS: OPERACIONES Y MANTENIMIENTO	N.A.
		MEDIDAS DE RUIDO ACUSTICO (IEC-61400-11)	MEDIDA DEL RUIDO TOTAL DEL AEROGENERADOR: POTENCIA SONORA (W)	dB (A)
			MEDIDA DEL RUIDO MECANICO DEL AEROGENERADOR: POTENCIA SONORA (W)	dB (A)
			TONOS DE RUIDO (FRECUENCIA Hz DE LOS TONOS)	FRECUENCIA (Hz)
			MEDIDA DEL RUIDO AERODINAMICO DEL AEROGENERADOR: POTENCIA SONORA (W)	dB (A)
		ENSAYO DE CURVA DE POTENCIA (IEC-61400-12)	POTENCIA (KW): EN RELACION A VELOCIDAD DEL VIENTO A LA ALTURA DEL ROTOR (m/s)	kW
		ENSAYO DE PALAS (IEC-61400-23)	ENSAYO ESTÁTICO: CONFIGURACIONES DE CARGA EN LAS SECCIONES CRÍTICAS EN EL SENTIDO DE BATIMIENTO (Flap) Y ARRASTRE (Edge).	N.A.
			ENSAYO DINÁMICO: RESISTENCIA DE LA PALA A CARGAS EQUIVALENTES A 20 AÑOS DE FUNCIONAMIENTO(ENSAYO Acelerado con frecuencia de aplicación de cargas mayor y aumento de la amplitud de las cargas mediante el diagrama de Woehler).	2 a 10 MILLONES DE CICLOS
			PERFIL AERODINAMICO	N.A.
			DISTRIBUCIÓN DE MASAS	N.A.
			POSICION DEL CENTRO DE GRAVEDAD	N.A.
		PROTECCION CONTRA RAYOS (IEC-61400-24)	DISTRIBUCIÓN DE RIGIDECEs	N.A.
			NIVEL DE PROTECCION REQUERIDO: EN FUNCION DEL EMPLAZAMIENTO, LA GEOMETRIA DEL AEROGENERADOR, NIVEL DE IMPACTOS DE LA ZONA, EFICIENCIA DEL SISTEMA DE PROTECCION.	N.A.
			SISTEMA DE PROTECCION DE PALAS.	N.A.
			SISTEMA DE PROTECCION DE MULTIPLICADORAS.	N.A.
			SISTEMA DE PROTECCION DE RODAMIENTOS.	N.A.
			SISTEMA DE PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS Y DE CONTROL: ZONAS DE PROTECCION LPZ 0A,LPZ 0B,LPZ 1,LPZ 2,	N.A.
		VERIFICACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LOS AEROGENERADORES CON HUECOS DE TENSIÓN: SEGÚN EL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN P.O. 12.3.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	N.A.
			SISTEMA DE PROTECCION DE PERSONAS.	N.A.
			HUECO DE TENSIÓN: REDUCCIÓN TEMPORAL DE LA TENSIÓN EN UN PUNTO DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR DEBAJO DEL UMBRAL DE HUECO (IEC 61000-4-30).	N.A.
			DURACIÓN DE HUECO: EN UN SISTEMA TRIFÁSICO UN HUECO COMIENZA CUANDO LA TENSIÓN UEF(1/4) DE UNA DE LAS FASES CAE POR DEBAJO DEL UMBRAL DE HUECO Y SE TERMINA CUANDO LA TENSIÓN UEF(1/4) EN TODOS LOS CANALES MEDIDOS ES IGUAL O SUPERIOR AL UMBRAL DE HUECO (IEC 61000-4-30).	N.A.
			TENSIÓN RESIDUAL DE HUECO (URES): VALOR MÍNIMO DE LA TENSIÓN UEF(1/4) REGISTRADO DURANTE EL HUECO (IEC 61000-4-30).	N.A.
		PROCEDIMIENTOS DE VALIDACIÓN INTERNA DEL FABRICANTE DE AEROGENERADORES	UMBRAL DE HUECO: VALOR DE TENSIÓN ESPECIFICADO PARA DETECTAR EL COMIENZO Y FINAL DE HUECO (IEC 61000-4-30). EN ESTE DOCUMENTO SE ESPECIFICA 0.85 P.U. COMO UMBRAL DE HUECO.	N.A.
			• PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DEL AEROGENERADOR ("COMISIONADO"): CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS A LLEVAR A CABO Y CHEQUEAR SEGÚN PROCEDIMIENTO DE CADA FABRICANTE.	N.A.
			o ENERGIZACIÓN: LISTA DE CHEQUEOS ELÉCTRICOS ANTES Y DESPUÉS DE LA CONEXIÓN A RED.	N.A.
			o ARRANQUE DE CADA SUBSISTEMA SIGUIENDO LA JERARQUÍA DE CONTROL.	N.A.
			o CONTROL FINO DE FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR ELÉCTRICO.	N.A.
		OTROS ENSAYOS Y REQUISITOS	o CONTROL FINO DE FUNCIONAMIENTO DEL CONVERTIDOR ELÉCTRICO.	N.A.
			o CHEQUEO DEL SOFTWARE Y DEL PROTOCOLO DE COMUNICACIONES DEL PLC CON LOS SISTEMAS DE CONTROL.	N.A.
			o ENSAYO CONTINUO A POTENCIA NOMINAL DEL AEROGENERADOR.	N.A.
			o VALIDACIÓN DE TRES MESES DE MEDIA EN EL EMPLAZAMIENTO.	N.A.
			o LISTA DE CHEQUEO FINAL COMPLETADA SIN DESVIACIONES MAYORES.	N.A.
			VALIDACIÓN DEL ARRANQUE DEL AEROGENERADOR COMPLETO Y DE LOS SUB-SISTEMAS DE INTEGRACIÓN EN LA RED: INSTRUMENTACIÓN EN LA MÁQUINA, ENSAYOS Y ANÁLISIS DE DATOS OBTENIDOS PREVIOS AL ARRANQUE DEL AEROGENERADOR.	N.A.
			DISPONIBILIDAD DEL AEROGENERADOR: CHEQUEO EN EL ENSAYO DE VALIDACIÓN DURANTE UN PERIODO DE TRES MESES EN EL EMPLAZAMIENTO (MEDIA DEL MERCADO).	> 95%
			ENSAYOS MEDIAMBIENTALES DE COMPONENTES ELECTRONICOS: IEC WT01	N.A.
			ENSAYOS DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNETICA (EMC): IEC WT01	N.A.
			PLAN E INSTRUCCIONES DE FABRICACION DEL AEROGENERADOR	N.A.
			PLAN E INSTRUCCIONES DE INSTALACIÓN DEL AEROGENERADOR	N.A.
			PLAN E INSTRUCCIONES DE MANTENIMIENTO DEL AEROGENERADOR	N.A.
			PLAN E INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD DE LAS PERSONAS	N.A.

Figura 2.4.42B. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas de certificación de un aerogenerador Onshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC WT01; IEC 61400-1; IEC; GL et al.)

En el Anexo 2.4.2.4.2.5. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle de las certificaciones de los aerogeneradores Onshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de entidades certificadoras (GL, DNV et al.), los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada.

2.4.3. Características técnicas de los aerogeneradores Offshore.

En este apartado se procede a analizar a los diferentes fabricantes de aerogeneradores Offshore, los productos suministrados por estos fabricantes y a realizar un estudio de investigación de las principales características técnicas de los productos fabricados y en catálogo en los fabricantes.

En los aerogeneradores Offshore existe un componente principal y diferencial con respecto a los aerogeneradores Onshore que es la plataforma de anclaje y cimentación al fondo marino. A diferencia de los aerogeneradores Onshore que se montan sobre una cimentación en tierra, los aerogeneradores Offshore, al estar ubicados en un emplazamiento marino, se deben instalar sobre una plataforma que debe estar anclada al fondo marino (NREL, EWEA, DNV). Esta plataforma de anclaje puede ser de diferentes tipologías en función de la profundidad del fondo marino, del emplazamiento del parque y en función del tipo de tecnología seleccionada (plataforma fija anclada al fondo marino o plataforma flotante): la descripción general de las diferentes tipologías de plataformas se describen y analizan en el punto 2.3.4.1 Aerogeneradores Offshore: componentes específicos.

Las principales características técnicas específicas que tienen los diseños de los aerogeneradores Offshore se enumeran a continuación (EWEA, DNV, IEC 61400-1 Edición 3 y fabricantes de aerogeneradores):

- Aerogeneradores del tipo de eje horizontal (HAWT): aerogeneradores para clases de vientos bajos y constantes.
- Aerogeneradores Offshore de plataformas Multi-MW: los diseños actualmente comercializados son Multi-MW con objeto de maximizar las inversiones de capital.
- Diseño de aerogenerador Upwind (barlovento): la orientación del viento se hace en la parte frontal de la nacelle donde se encuentran el rotor y las palas.
- 3 palas por aerogenerador: protegidas especialmente para la corrosión marina. Es el diseño predominante.
- Torre de chapa metálica: con protección para la corrosión marina (C5H, C5M, C4H).
- Torre híbrida: la torre híbrida metálica y de hormigón se utiliza en algunos modelos de forma minoritaria.
- Multiplicadora: con protección para clase marina.
- Generadores: pueden ser básicamente de 3 tipologías con diferentes variantes técnicas.
 - Tipo asíncronos y convertidores doblemente alimentados en los diseños con multiplicadora.
 - Tipo síncronos de imanes permanentes y *Full Converters* en los diseños con multiplicadora.
 - Tipo *Direct Drive*, con generadores síncronos, multi-polos y de imanes permanentes con protección para clase marina. Implican la eliminación de la multiplicadora.
- Sistema de velocidad variable del rotor.
- Sistema de control de pitch individual.
- Sistemas pasivos de protección contra la corrosión: los componentes del interior de la nacelle se encuentra protegidos con sistemas pasivos de protección para ambientes marinos (C4H, C3H). Esto incluye toda la maquinaria y componentes montados en el interior.
- Sistemas activos de protección contra la corrosión:
 - Nacelle: existe un sistema de presurización en la nacelle que evita el ingreso de aire marino del exterior con alto grado de humedad lo que previene de la corrosión de los componentes.
 - Torre: en algunos diseños se incorpora un sistema de presurización de la torre (similar al utilizado en la nacelle) para prevenir la corrosión de los componentes.
- Palas: fabricadas en materiales de composites con resina *epoxy* en la mayoría de los modelos.
- Conexión a la red: los aerogeneradores Offshore se conectan a la red en el 100% de los casos y ésta se realiza mediante cable submarino.
- Cimentación especial mediante el uso de plataformas: hay varios sistemas de cimentaciones en el lecho del mar en función de la profundidad del fondo marino:
 - 0-20 m de profundidad: base anclada por gravedad o plataforma mono-pilote anclada al fondo marino.
 - 20-50 m de profundidad: plataforma de trípode; sistema de estructura metálica (tipo *Jacket*).
 - >50 m de profundidad: plataformas flotantes. Actualmente en fase de desarrollo y de validación de prototipos.
- Instalación y montaje en el mar de aerogeneradores Offshore: estas operaciones requieren la

utilización de una compleja cadena logística con barcos especiales para transporte de los componentes dotados de grúas especiales. El montaje de los aerogeneradores presenta adicionalmente mayores dificultades que en tierra.

El resto de características técnicas generales son comunes a los aerogeneradores Onshore.

En este sub-apartado se plantea la investigación de detalle de las características técnicas de los aerogeneradores Offshore. Como criterios y premisas de la investigación son los definidos en el punto 2.4.1. Introducción: bases de partida, alcance y estrategias de investigación de los factores.

El alcance de la investigación en este apartado del presente capítulo de la tesis viene determinado por las siguientes premisas y criterios investigadores:

- Base de partida de la investigación: seleccionar a los primeros fabricantes mundiales de aerogeneradores Offshore hasta el año 2012 desde potencias de más de 100 kW y sintetizar las principales características técnicas que se ofertan en las fichas técnicas de sus productos.
- La investigación se centra en las características técnicas de los modelos de aerogeneradores Offshore con potencias mayores de 100 kW que estén ofertados en catálogo por los fabricantes y en producción, los cuales a su vez son los más demandados por el mercado, los que mayor número de ventas acumulan y los que se están instalando en la actualidad en mayor número en el mercado global.
- Incorporar al estudio las características técnicas diferenciales de los aerogeneradores pertenecientes al resto de fabricantes de aerogeneradores (con potencias mayores de 100 kW) no incluidos en el estudio de detalle.
- Elaborar diferentes tablas de síntesis con los datos obtenidos en la investigación referentes a los parámetros técnicos de los aerogeneradores Offshore analizados:
 - Características técnicas generales y principales factores técnicos de carácter público en la información técnica de los fabricantes.
 - Características técnicas de los sub-sistemas principales de los aerogeneradores Offshore: nacelle, torre, palas, plataformas, sistemas de control, emplazamientos, conexión a la red eléctrica, instalación y montaje en el mar.
 - Características técnicas de los sub-componentes principales de los aerogeneradores Offshore: multiplicadora, generadores, electrónica de potencia, sistema de control, etc.
- Elaboración de conclusiones en su caso a partir de los datos obtenidos en la investigación: de las características técnicas generales, de los sub-sistemas y de los sub-componentes.

2.4.3.1. Fabricantes de aerogeneradores Offshore.

Como parte de la fase del análisis y de la identificación de las características técnicas de los aerogeneradores Offshore se procede a realizar un estudio de detalle de los fabricantes actuales a nivel mundial en función de la potencia de cada aerogenerador Offshore, del tipo de instalaciones Offshore montadas hasta el presente así como de sus características técnicas (potencia del parque, nº de aerogeneradores, distancia a la costa, profundidad del lecho marino, tipo de plataformas, etc.). El estudio de las características técnicas generales de los aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes mundiales de aerogeneradores Offshore (con más de 100 Kw: las potencias menores de 100 kW son los aerogeneradores incluidos en la categoría denominada mini-eólica) nos proporciona los siguientes datos a partir del estudio de campo realizado, los cuales están recopilados en las Tablas 1 a 12 del Anexo 2.4.3.1.1.

Se indica de forma sintética la clasificación de los principales fabricantes de aerogeneradores de modelos Offshore a nivel global (con potencias mayores de 100 kW), tema que se desarrollará en detalle en el capítulo 3, según los datos disponibles en los diferentes informes editados por EWEA (*European Wind Energy Association*), AWEA (*American Wind Energy Association*), datos de los fabricantes de aerogeneradores, GWEC (*Global Wind Energy Council*), consultoras (Merryl Lynch, BTM, MAKE Consulting, Windenergy Update y otros) y otros organismos públicos y privados mencionados en la bibliografía referida a los aerogeneradores Offshore.

La distribución geográfica por continentes de fabricantes de aerogeneradores Offshore hasta el año 2012, según los datos aportados por las fuentes bibliográficas citadas anteriormente, presenta unos datos que muestran que existe una clara concentración de los fabricantes de aerogeneradores en 3 zonas geográficas

principales (MAKE, EWEA).

1-Europa: con los fabricantes Siemens, Vestas, Repower y Bard entre los principales. También destacan, aunque con muy pocos MW fabricados, General Electric, AREVA, Nordex, ALSTOM y con productos en fase de desarrollo Acciona y Gamesa.

2-Estados Unidos: con el fabricante General Electric.

3-Asia: China (Sinovel, Goldwind, con unidades instaladas en parques Offshore en China y Dongfang-DEC en fase de desarrollo), con Japón (Mitsubishi), Corea del Sur (Hyundai, Doosan, Samsung) con aerogeneradores Offshore en la fase de desarrollo.

En relación a la segmentación de los aerogeneradores Offshore, se parte de potencias mayores de 100 kW, teniendo en cuenta que los primeros aerogeneradores Offshore instalados en Europa tenían menos de 1 MW de potencia y en la actualidad la tendencia es la de instalar aerogeneradores denominados multi-MW, predominando las potencias entre 3 MW y 6 MW (EWEA, GWEC).

Segmentación de los aerogeneradores Offshore por fabricantes y potencias:

Con el fin de determinar los tipos de aerogeneradores Offshore fabricados actualmente a nivel global y con objeto de poder realizar una investigación posterior sobre las características técnicas fundamentales de los mismos se ha llevado a cabo un estudio de todos los modelos y fabricantes para potencias mayores de 100 kW. (EWEA, BTM y Make). La base de análisis de la investigación (Fuente: EWEA, 2012 y GWEC, 2012) considera los principales fabricantes mundiales de aerogeneradores Offshore hasta el año 2012 desde potencias >100 kW, analizados en el estudio de campo, los cuales se clasifican por orden en cuanto a número acumulado de MW instalados hasta el año 2012 (entre paréntesis se indica el país de origen del fabricante): 1-SIEMENS (Alemania), 2-VESTAS (Dinamarca), 3-RE-POWER (Alemania), 4-BARD (Alemania), 5-WIN-WIND (Finlandia), 6-GENERAL ELECTRIC-GE (USA), 7-MULTIBRID-AREVA (Francia), 8-SINOVEL (China), 9-GOLDWIND (China) y otros fabricantes actualmente en fase de prototipos (EWEA, 2013).

El estudio de las características técnicas generales de los aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes mundiales de aerogeneradores Offshore (potencias > 100 kW) nos proporcionan los siguientes datos a partir del estudio de campo realizado y están recopilados en las Tablas 1 a 12 del Anexo 2.4.3.1.1., los cuales se encuentran actualmente en el catálogo de ventas de cada uno de los fabricantes en producción en serie o en fase de prototipos disponibles para su venta a los clientes. La información que se presenta en el citado anexo es la siguiente:

- Tablas de características técnicas y factores técnicos de cada modelo de aerogenerador Offshore: tabla con la síntesis por cada fabricante de aerogeneradores Offshore en la cual se incluyen todas las características técnicas generales y de detalle disponibles en los catálogos comerciales para cada fabricante de aerogeneradores.
- Estadísticas: de los datos obtenidos en el trabajo de investigación de campo registrado en las tablas se procede a realizar una presentación estadística de los datos obtenidos para cada fabricante de sus fichas técnicas de producto, catálogos comerciales, del conjunto de características técnicas, información de su página web y datos de organismos y consultoras especializadas del sector eólico. El orden de exposición de los datos de los fabricantes es por número acumulado de MW instalados hasta el año 2012.

Se enumeran a continuación las principales conclusiones preliminares, no exhaustivas, sobre las características técnicas generales de los aerogeneradores Offshore en función de los datos investigados. En la Figura 2.4.43. se presenta una gráfico con la síntesis de cantidades de aerogeneradores Offshore y porcentajes de los mismos en los diferentes grupos de potencias (EWEA, AWEA y fabricantes de aerogeneradores).

En cuanto al número de modelos de aerogeneradores Offshore investigado (se han evaluado los aerogeneradores Offshore disponibles y comercializados actualmente según el catálogo de venta de los fabricantes hasta el año 2012), destaca la distribución por segmentos de potencia: se analiza el número de modelos de aerogenerador Offshore comercializados por rangos de potencia (total de modelos analizados de 26 y las diversas variantes para cada uno de ellos en cuanto a diámetros de rotor y altura de torre):

- El segmento de potencia (en MW) se inicia con los 1.5 MW: solamente 1 unidad comercializada como prototipo que es suministrada por el fabricante chino Goldwind y es una adaptación de un aerogenerador Onshore.

- El segmento de potencia (en MW) entre los > 1,5 MW y > 3 MW: presenta 5 modelos de aerogeneradores Offshore que constituyen el 19,2% del total ofertado disponible. Indicar que este segmento ha sido el de mayor nº de unidades instaladas en los años 90 y principios del siglo XXI, aunque actualmente las potencias demandadas son mayores por parte de los clientes finales.
- El segmento de potencia (en MW) entre los 3 MW y 4 MW: presenta 14 modelos de aerogeneradores Offshore que constituyen el 50% del total de aerogeneradores ofertados disponibles en el mercado. Es el segmento con mayor número de modelos disponibles y se constituye en la actualidad como el de mayor venta en nº de unidades (destacan los modelos de Siemens de 3,6 MW y de Vestas de 3,0 MW).
- El segmento de potencia > 4 MW: presenta 7 modelos de aerogeneradores Offshore que constituyen el 30,8% del total de aerogeneradores ofertados disponibles en el mercado. Este segmento se constituye como el de mayor futuro en ventas estimadas debido a que la demanda de mayor potencia a instalar en los parques marinos con objeto de que tengan mayor rentabilidad, requiere de aerogeneradores de gran potencia unitaria en MW. Dentro de este segmento en la actualidad existen varios fabricantes desarrollando aerogeneradores Offshore con potencias de 5 MW o superiores en fase de diseño, prototipos y certificación (en el capítulo 3 y en el punto 3.2. se desarrollan en detalle los nuevos desarrollos de aerogeneradores Offshore).

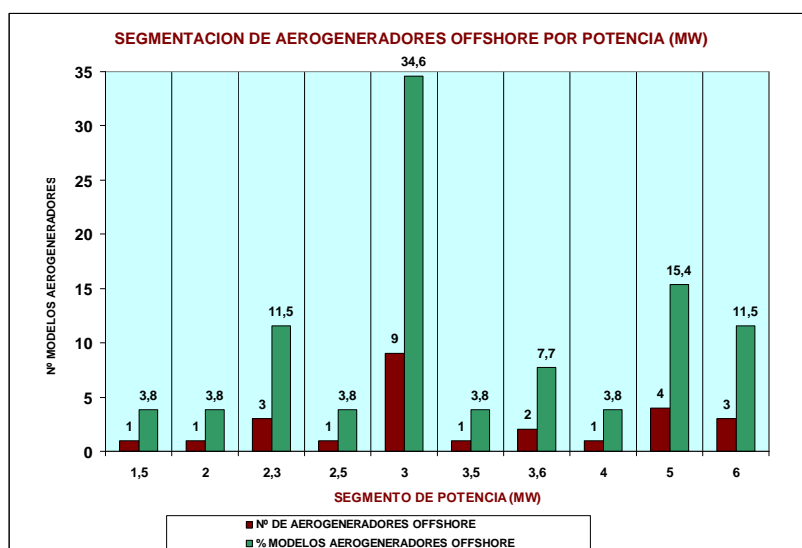


Figura 2.4.43. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales hasta el año 2012 (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

En cuanto a las principales características técnicas generales ofertadas públicamente por los diferentes fabricantes de aerogeneradores Offshore y basadas en la investigación llevada a cabo por el autor, cuya síntesis en cuanto a modelos de aerogenerador se ha mostrado en la Figura 2.4.43., se han obtenido fruto de la misma una homogeneidad en las características técnicas publicadas, las cuales son comunes a los aerogeneradores Onshore tal y como se han indicado en el punto 2.4.2.3. (Fuente: Vestas, Siemens, GE, Enercon y otros fabricantes de aerogeneradores). Como características técnicas diferenciales se presentan específicamente como propias de los aerogeneradores Offshore las siguientes: conexión de la torre a la cimentación y plataformas de cimentación marinas.

En el proceso de investigación el autor ha realizado un estudio comparativo de detalle, basado en la información pública proporcionada por los fabricantes, sobre cada una de las características técnicas de los aerogeneradores Offshore mayores de 100 kW la cual se presenta en el anexo 2.4.3.1.1. del capítulo 2.

En relación a otras características técnicas generales de los aerogeneradores Offshore que no están descritas o analizadas en las tablas asociadas a los fabricantes de aerogeneradores Offshore investigados y que pueden corresponder a otros fabricantes que tienen prevista su utilización en los nuevos diseños de aerogeneradores Offshore o configuraciones diferentes, se indican las siguientes características técnicas diferenciales:

- Aerogeneradores de 1 pala.
- Aerogeneradores de 2 palas.

- Aerogeneradores con orientación de las palas en posición de Sotavento o *Downwind* (la parte trasera de la nacelle se orienta hacia el viento: es una configuración poco habitual).
- Torres de diferentes tecnologías: celosía, híbridas, hormigón, integradas en la estructura de la plataforma marina.

Respecto a los principales componentes de un aerogenerador eólico Offshore son los mismos, desde el punto de vista funcional, que los de un aerogenerador Onshore, excepto la plataforma de cimentación y la unión de la misma a la torre, así como los sistemas específicos contra la corrosión y de tratamiento del aire interno en el mismo. En los anexos del capítulo 2.3. se presentan esquemas generales de los componentes de un aerogenerador Onshore y adicionalmente se han descrito con detalle los sub-componentes del aerogenerador Onshore en el apartado 2.3.3. y los componentes específicos del aerogenerador Offshore en el punto 2.3.4.

2.4.3.2. Características técnicas generales de los aerogeneradores Offshore.

El alcance de la investigación en este apartado viene definido por las siguientes premisas y criterios investigadores:

- Base de partida de la investigación: seleccionar los fabricantes mundiales de aerogeneradores Offshore hasta el año 2012 desde potencias mayores de 100 kW y sintetizar las principales características técnicas que se ofertan en las hojas técnicas de sus productos.
- La investigación se centra en las características técnicas de los modelos de aerogeneradores Offshore con potencias mayores de 100 kW los cuales son los más demandados por el mercado, los que mayor número de ventas acumulan y los que se están instalando en la actualidad en mayor número en el mercado global.
- Elaborar diferentes tablas de síntesis con los datos obtenidos en la investigación referentes a los parámetros técnicos de los aerogeneradores Offshore analizados (ver Anexo 2.4.3.1.1.):
 - Características técnicas generales y principales factores técnicos hechos públicos en la información técnica de los fabricantes.
 - Características técnicas de los sub-sistemas principales de los aerogeneradores Offshore: nacelle, torre, palas, cimentaciones marinas, sistemas de control, emplazamientos marinos, conexión a la red eléctrica, instalación y montaje en campo.
 - Características técnicas de los sub-componentes principales de los aerogeneradores Offshore: multiplicadora, generadores, electrónica de potencia, sistema de control, etc.
- Elaboración de conclusiones a partir de los datos obtenidos en la investigación: de las características técnicas generales, de los subsistemas y de los sub-componentes.

Los criterios de clasificación general de los aerogeneradores Offshore es el mismo que en el caso Onshore, cuyos criterios se han indicado en el punto 2.4.2.3., de donde se obtiene el criterio de clasificación en cuanto a potencia y diámetro de rotor, con lo cual se obtienen dos factores técnicos generales según la bibliografía consultada (EWEA, Meryll Lynch, Lawrence Berkeley National Laboratory, Escudero López, Lecuona et al.):

- Potencia máxima de su generador eléctrico (en kW).
- Diámetro de rotor (en metros).
- Altura de rotor (en metros).

Las características específicas de un aerogenerador Offshore se han definido en el apartado 2.3.4. y en este apartado se van a investigar solamente las características técnicas de detalle diferenciales de un aerogenerador Offshore.

2.4.3.3. Características técnicas del diseño de un aerogenerador Offshore.

Dentro del apartado de características técnicas de detalle del aerogenerador Offshore, aplican los mismos conceptos en cuanto a fases de diseño aplicados para los aerogeneradores Onshore, tal y como se han

indicado en el punto 2.4.2.4., con el objeto de poder facilitar la labor de identificación de las principales características técnicas de los mismos.

El aspecto diferencial de los aerogeneradores Offshore en cuanto al diseño viene dado por la utilización de la plataforma de cimentación marina (EWEA, 2013). Este aspecto debe ser considerado en las fases de diseño conceptual (fase de identificación de mercado: tipo de plataforma de cimentación), clase de aerogenerador (Clase I o S en general para Offshore), diseño de conjunto, diseño de detalle (normas específicas aplicables para los aerogeneradores Offshore) y diseño para fabricación. Se presentan a continuación las principales características técnicas específicas para la aplicación Offshore, siendo el resto de las mismas comunes a los modelos de aerogeneradores Onshore.

2.4.3.3.1. Fases de diseño de un aerogenerador Offshore.

Las fases de diseño de un aerogenerador Offshore presentan los mismos aspectos generales y organizativos que para un aerogenerador Onshore, por lo que las fases son las mismas. En términos generales el diseño de un aerogenerador lo podemos dividir en cuatro fases fundamentales según las recomendaciones que indica la normativa británica BS7000 (Fuente: *British Standards*), cuyo diagrama de flujo se presentó en el punto 2.4.2.4.1. y se muestra en la Figura 2.4.44.:

- V. Diseño conceptual.
- VI. Diseño de conjunto.
- VII. Diseño de detalle.
- VIII. Diseño para fabricación.

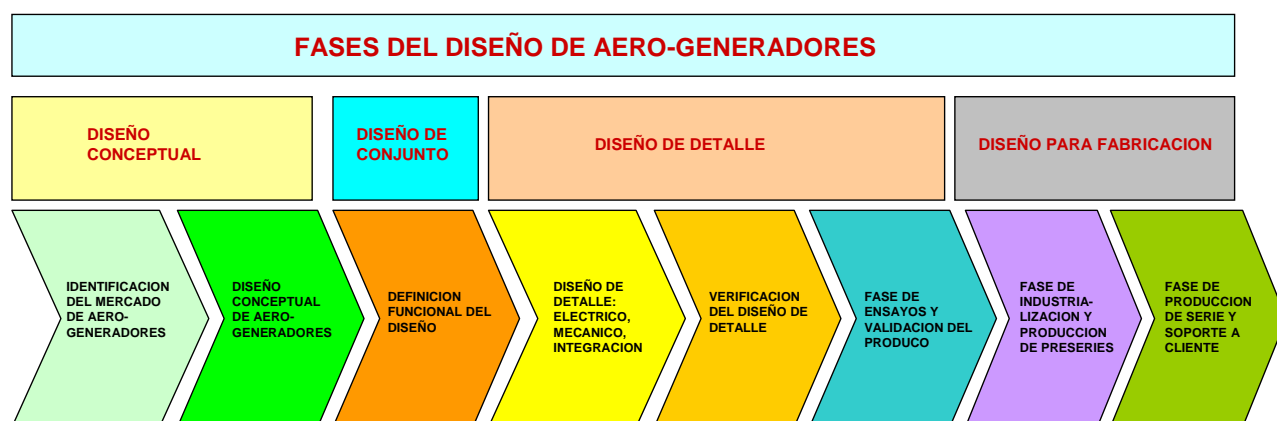


Figura 2.4.44. Esquema general de las fases de diseño de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia y BS)

Diseño conceptual.

La fase de diseño conceptual comprende una fase previa que es la del análisis del mercado de aerogeneradores Offshore, los estudios de mercado con la identificación de las demandas de los clientes y el tipo de características técnicas que son solicitadas por los clientes finales para cada rango de potencias y aplicaciones en función de los tipos de emplazamientos. Tanto los departamentos de marketing como de ingeniería del fabricante están involucrados en esta fase inicial del diseño conceptual (fuente: fabricantes de aerogeneradores y BS). En la fase de diseño conceptual se indican las características técnicas específicas de los aerogeneradores Offshore.

-Fase de identificación del mercado: el área de marketing de la empresa fabricante de aerogeneradores identifica las necesidades de mercado en cuanto a modelos de aerogenerador a diseñar y fabricar y las características técnicas demandadas por el mercado y por los clientes. Como referencia algunas de las características técnicas fundamentales que el mercado requiere como base de partida son las siguientes:

- Potencia (MW).
- Diseño con multiplicadora o tipo *Direct Drive* (sin multiplicadora).
- Tipo de generador eléctrico: jaula de ardilla, síncrono, asíncrono, imanes permanentes, etc.
- Requisitos de conexión a la red en la costa.

- Clase de aerogenerador según el viento del emplazamiento: Clase I, II, III, IV, S.
- Diámetro de rotor.
- Disponibilidad de funcionamiento (en porcentaje).
- Altura de la torre.
- Curva de potencia y producción anual de energía eléctrica.
- Calidad de energía, ruido potencia activa y reactiva, etc.
- Frecuencia de trabajo (Hz).
- Tensión de trabajo en los terminales del aerogenerador (V).
- Rango de temperatura ambiente de trabajo.
- Peso total del aerogenerador Offshore.
- Tipo de plataforma marina: anclada al fondo marino, flotante, etc.
- Distancia del emplazamiento marino de la costa.
- Profundidad de las aguas del emplazamiento marino.
- Servicios de mantenimiento necesarios en el aerogenerador Offshore y costes asociados.
- Medios técnicos requeridos para la instalación del parque marino: barcos, plataformas, barcos de apoyo, personal, instalaciones portuarias, etc.

-Fase de Diseño conceptual: en esta fase del diseño y con las entradas y requerimientos del mercado eólico, los datos obtenidos en los estudios de mercado y de los potenciales clientes de aerogeneradores, es el área de ingeniería del producto el que define el tipo de aerogenerador Offshore desde el punto de vista estructural y la configuración de diseño que incorporará (características técnicas y de detalle).

En la fase de diseño conceptual del aerogenerador Offshore se definen las características generales y la estructuración técnica del aerogenerador Offshore en cuanto a configuración de los principales elementos técnicos (eje horizontal o vertical, solicitaciones mecánicas, tipo de tren de potencia, sistema con multiplicadora o con Direct Drive, configuración eléctrica, potencia, rendimiento eléctrico, código de red, tipo de torre-metálica, hormigón, híbrida, celosía-, nº de palas, tipo de orientación hacia el viento-barlovento o sotavento-, rendimiento en la producción de energía, porcentaje (%) de disponibilidad en operación, clase de aerogenerador en función del tipo de viento, tipo de plataforma marina, etc.).

Diseño de conjunto.

El diseño de conjunto de los aerogeneradores Offshore desarrolla y define, a partir de la configuración técnica general definida en la fase de diseño conceptual, los conceptos técnicos y los diseños específicos (entradas y salidas de diseño) en cuanto a características técnicas de los principales componentes del aerogenerador Offshore y sub-sistemas del mismo. La fase de diseño de conjunto es a su vez una fase integradora de los componentes, interfaces y sistemas que componen el aerogenerador Offshore. En esta fase del diseño se especifican a su vez las interfaces entre los diferentes componentes y sub-sistemas del aerogenerador Offshore (fuente: EWEA, fabricantes de aerogeneradores y BS). Los principales sistemas que se integran en el diseño de conjunto de un aerogenerador Offshore son los siguientes:

- Torre.
- Plataforma marina, pieza de transición y sistema de cimentación al fondo marino.
- Palas.
- Rotor.
- Tren de potencia.
- Nacelle.
- Sistemas de giro y orientación.
- Sistema de control.
- Configuración eléctrica.
- Conexión a red.

-Fase de Diseño Funcional: en esta fase se lleva a cabo el diseño de conjunto que integra las soluciones técnicas y la configuración técnica definida para el aerogenerador Offshore a diseñar y fabricar. Se definen a su vez las características técnicas generales de la plataforma marina sobre la que se va a montar el aerogenerador Offshore.

Diseño de detalle.

Partiendo de la base de los requisitos estándar solicitados por el mercado eólico marino se considera que la vida útil media estimada de un aerogenerador Offshore es de 20 años y en la fase de diseño de detalle es preciso analizar y verificar que el aerogenerador va a soportar todas las cargas y solicitaciones técnicas que va a experimentar durante su vida útil de funcionamiento en el entorno marino (fuente: BS, EWEA y fabricantes de aerogeneradores).

-Fase de Diseño de detalle: en esta fase se incluyen las sub-fases de diseño de componentes y elaboración de planos y especificaciones tanto del área mecánica como eléctrica, plataformas marinas, especificaciones funcionales, requisitos de ensayo del aerogenerador Offshore y de las plataformas marinas, planes de verificación del diseño y aprobación del mismo.

-Fase de Verificación del Diseño de detalle: en esta fase se incluyen la verificación de las diferentes sub-fases de diseño y su adecuación a los requisitos establecidos de acuerdo a los estándares Offshore, normativas de diseño Offshore, cálculos y salidas de diseño. Es una fase fundamental y previa al inicio de los procesos de validación y ensayos de producto.

-Fase de ensayos y validación de producto: en esta fase se procede a ensayar tanto componentes del aerogenerador Offshore, como el aerogenerador Offshore completo en campo (en un emplazamiento marino o en una ubicación próxima a la costa que reproduzca las condiciones de operación), con objeto de validar el diseño del producto. Consta de una fase interna de ensayos de validación llevados a cabo por el fabricante de aerogeneradores Offshore, como una parte externa de ensayos de certificación llevados a cabo por terceras partes (entidades certificadoras y laboratorios). En el caso de las plataformas marinas el propio fabricante debe presentar los ensayos de validación siendo la validación del conjunto responsabilidad, bien del fabricante de aerogeneradores Offshore o del promotor del parque eólico marino. Adicionalmente es necesario llevar a cabo una certificación del diseño y del producto (IEC, DNV, GL) para poder demostrar a los clientes del mercado la fiabilidad del aerogenerador Offshore (este tema se desarrolla en detalle en el punto Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores Offshore).

Como referencia y guía general sin obligatoriedad de aplicación, en cuanto a procesos de diseño recomendados, la normativa IEC 61400-3 recomienda seguir una serie de fases de diseño para poder completar satisfactoriamente el cumplimiento de los requisitos expresados en la citada norma. En la Figura 2.4.45. se muestra el esquema general de referencia del proceso de diseño de un aerogenerador Offshore según la norma IEC 61400-3:

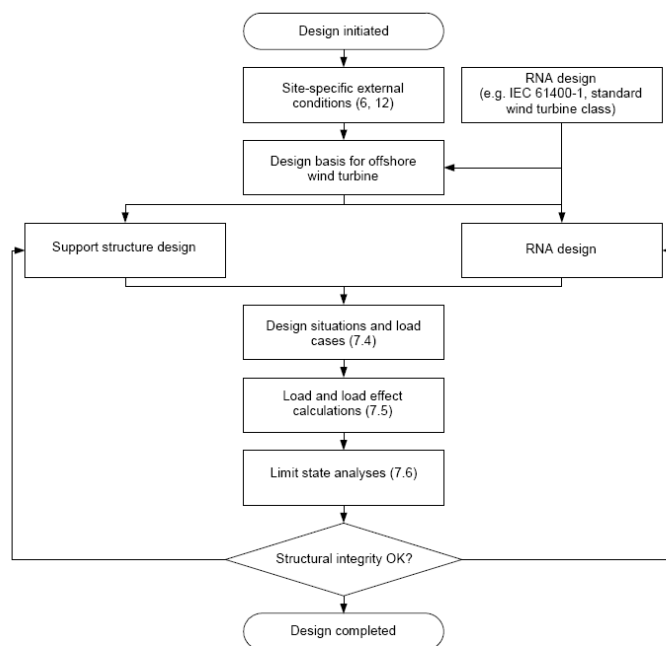


Figure 2 – Design process for an offshore wind turbine

Figura 2.4.45. Esquema general del proceso de diseño de un aerogenerador Offshore según la norma IEC 61400-3 (Fuente: IEC).

De manera sistemática en la fase de diseño de detalle de un aerogenerador Offshore se tienen que cumplir una serie de requisitos técnicos llevando a cabo una verificación estructural del diseño mediante la comprobación de las siguientes características técnicas, enumerándose solamente las características técnicas específicas y diferenciales de los aerogeneradores Offshore (IEC, DNV, GL). El resto de características se indican en el apartado 2.4.2.4. (Características técnicas del diseño de un aerogenerador Onshore).

- Los cálculos de diseño de detalle del aerogenerador Offshore deben asegurar que no se produzca un fallo de un componente o del sistema (esto incluye el aerogenerador Offshore y la plataforma marina).
- Establecimiento de unos valores de cargas de diseño con unas características técnicas y unas características de resistencia de los materiales: a ambos parámetros se les asignan unos coeficientes parciales de seguridad (entre el 2% y el 5% para la resistencia de los materiales). Esto incluye el aerogenerador Offshore y la plataforma marina.
- Los coeficientes de seguridad parciales están definidos en función de:
 - Modo de fallo.
 - Consecuencias del fallo.
 - Periodicidad de las inspecciones asignadas para cada componente o sistema.
- Comprobaciones estructurales que se deben realizar sobre la plataforma marina, los componentes del aerogenerador Offshore y los sistemas del mismo:
 - Comprobación de la resistencia estructural de la plataforma marina, del componente o sistema a condiciones de cargas extremas: análisis estructural frente a cargas externas.
 - Comprobación de la vida a fatiga de la plataforma marina, del componente o sistema: análisis de fatiga.
 - Comprobación de la estabilidad estructural.
 - Verificación de las deflexiones máximas (palas, torres y plataforma marina): análisis de deflexiones críticas.
 - Verificación de resonancias de la plataforma marina, de componentes o sistemas.
- Definición de tolerancias constructivas y de diseño de la plataforma marina, de los componentes del aerogenerador Offshore y de los sistemas del mismo.
- Definición del tipo de protección contra la corrosión en las condiciones medioambientales marinas: se debe definir para la plataforma marina, para los componentes del aerogenerador Offshore y los sistemas del mismo (ISO, IEC, DNV).

Las normas y estándares de referencia a aplicar en la verificación estructural del diseño y cargas del aerogenerador Offshore (IEC, DNV, GL, Risoe, ISO) son las mismas que para los aerogeneradores Onshore (ver apartado de diseño de detalle en el punto 2.4.2.4.1. Fases de diseño de un aerogenerador Onshore), pero con una serie de normativas adicionales específicas, las cuales se enumeran a continuación:

- Norma IEC 61400-3 Edición 1 (2009) (*Design requirements for Offshore wind turbines*): definición de los casos de cargas de diseño que deben ser verificados.
- IEC 60721-2-1:1982, *Classification of environmental conditions – Part 2-1: Environmental conditions appearing in nature. Temperature and humidity. Amendment 1:1987.*
- IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements.*
- IEC 62305-3:2006, *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard.*
- IEC 62305-4:2006, *Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures.*
- ISO 2394:1998, *General principles on reliability for structures.*
- ISO 2533:1975, *Standard Atmosphere.*
- ISO 9001:2000, *Quality management systems – Requirements.*
- ISO 19900:2002, *Petroleum and natural gas industries – General requirements for offshore structures.*
- ISO 19901-1:2005, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions.*

- ISO 19901-4:2003, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 4: Geotechnical and foundation design considerations.*
- ISO 19902, *Petroleum and natural gas industries – Fixed steel offshore structures.*
- ISO 19903: 2006, *Petroleum and natural gas industries – Fixed concrete offshore structures.*
- DNV-OS-J101 (October 2007): *Design of Offshore Wind Turbines Structures.*
- *Guideline for the certification of Offshore Wind turbines: Edition 2005 (GL).*
- Norma IEC 61400-22 Edición 1 (2010): “*Conformity Test and Certification*”.
- Directiva europea EN50308: Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.
- Directiva de máquinas.
- Directiva de baja tensión.
- Normas adicionales que son de aplicación para aerogeneradores Offshore (IEC):
 - IEC 61400 - 11 *Acoustic noise measurement techniques.*
 - IEC 61400 - 12, 12.1, 12.2, 12.3 *Power performance measurement techniques.*
 - IEC 61400 - 13 *Measurement of mechanical loads.*
 - IEC 61400 - 14 *Declaration of apparent sound power level and tonality values.*
 - IEC 61400 - 21 *Power quality requirements for grid connected wind turbines.*
 - IEC 61400 - 23 *Full - scale structural blade testing of rotor blades for WT.*
 - IEC 61400 - 24 *Lightning Protection for wind turbines.*
 - IEC 61400 - 25 *Communications for monitoring and control of wind power plants.*
 - DIN/ISO/IEC 81400 - 4 *Design requirements for gearboxes for wind turbines.*
 - IEC WT 01 *System for conformity test and certification of wind turbines - Rules and procedures.*

Como referencia y como ampliación de la información relativa a la fase de diseño de un aerogenerador Offshore, se incluye en el Anexo 2.4.3.1.2. el resultado de la investigación por parte del autor en relación a los tipos de cargas mecánicas de diseño, cargas de diseño asociadas a las condiciones marinas, cargas de diseño asociadas a las plataformas marinas, la monitorización de cargas de diseño y los criterios de diseño de un aerogenerador Offshore. Esta parte de la investigación está basada en la bibliografía consultada la cual se referencia en el citado anexo 2.4.3.1.2.

En la Figura 2.4.46. se presenta, como referencia, un esquema general de los principales parámetros técnicos que tienen influencia en las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore (Department of Energy –DOE-, USA).

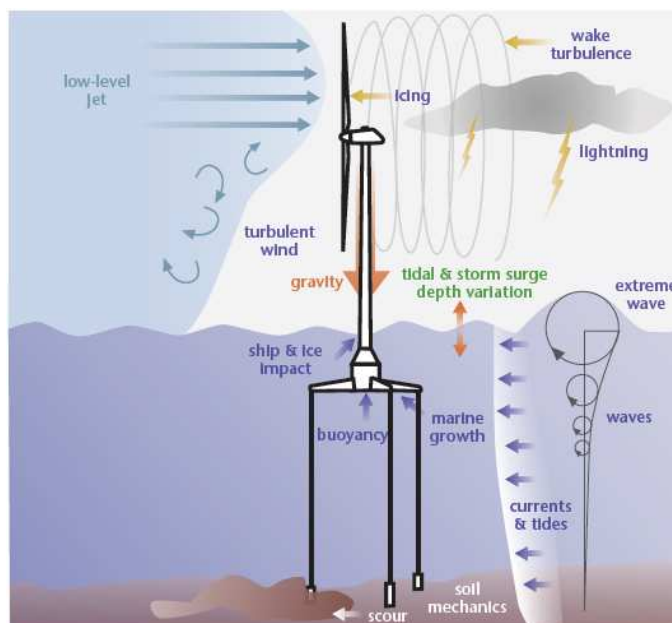


Figura 2.4.46. Esquema general de los parámetros técnicos generales que tienen influencia en las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore (Fuente: Department of Energy DOE-USA).

Las cargas de diseño específicas de un aerogenerador Offshore están influenciadas por los siguientes factores y características técnicas (ver Figura 2.4.47.), las cuales las podemos sub-dividir en los siguientes conceptos de forma esquemática (NREL): condiciones externas (viento; olas y corrientes marinas; fondo marino), cargas aplicadas (aerodinámicas; hidrodinámicas; interacción entre fondo marino y estructura de cimentación), aerogenerador y subestructura de cimentación. Estos aspectos técnicos de detalle se desarrollan en profundidad en el anexo 2.4.3.1.2.

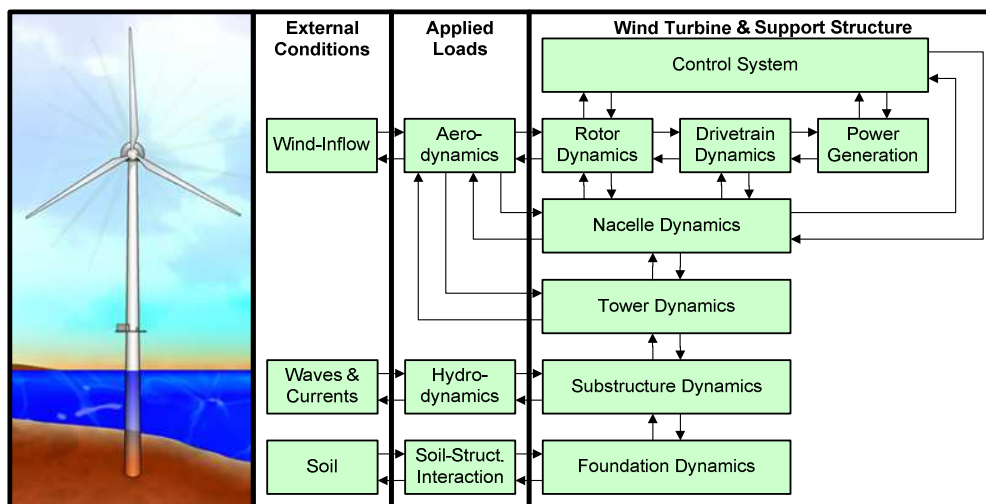


Figura 2.4.47. Esquema general de los parámetros técnicos de detalle que tienen influencia en las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore (Fuente: NREL).

Diseño para fabricación.

En esta fase del diseño de aerogeneradores Offshore se desarrollan, definen y se editan los planos, especificaciones, tolerancias de montaje, normas de ensayo, especificaciones de materiales y de calidad, requisitos técnicos de los componentes y de las operaciones de montaje y sub-montajes del aerogenerador. Con la edición de toda la documentación técnica generada en esta fase de diseño es factible el iniciar el proceso de fabricación de componentes y el de operaciones de ensamblaje de los mismos en el aerogenerador Offshore (nacelles, torres, palas, plataformas marinas y cimentaciones) tanto en las plantas de fabricación como en el emplazamiento final en el parque marino. En síntesis se desarrollan las siguientes fases de diseño para fabricación (fuente: EWEA, BS y fabricantes de aerogeneradores):

-Fase de Industrialización de unidades de prototipos y pre-series: en esta fase se realiza la definición y control de las características técnicas críticas de montaje, los procesos de fabricación y montaje de las unidades de prototipos y primeras unidades de pre-series. Incluye procesos de montaje en planta y en el parque eólico marino, fabricación de componentes, ensayos en planta y en el emplazamiento marino.

-Fase de Industrialización de unidades de serie: en esta fase se definen los procesos definitivos de fabricación y montaje de las unidades de serie en la ubicación de producción definitiva. Incluye procesos de montaje en planta y en parque eólico marino, fabricación de componentes, ensayos en planta y en el emplazamiento marino, definición y control de las características técnicas críticas de montaje. Esta fase del proyecto es gestionada por el departamento de operaciones de producción.

En el Anexo 2.4.3.1.3. (Matrices de las fases de diseño de un aerogenerador Offshore) se presenta una matriz resumen con las características técnicas de detalle identificadas en la investigación, para cada fase del diseño del aerogenerador Offshore.

2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore.

En este apartado se plantea la recopilación y síntesis de las principales características técnicas de los aerogeneradores Offshore, en base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores de

los principales fabricantes de aerogeneradores y de los datos recopilados en la bibliografía consultada.

Criterios de identificación de características técnicas.

Para poder realizar un análisis e identificación sistematizada de las características técnicas diferenciales del aerogenerador Offshore respecto del tipo Onshore terrestre, se plantea la agrupación de las mismas por sistemas funcionales del aerogenerador Offshore y por áreas técnicas relativas a la instalación, conexión y certificación del mismo en el parque eólico marino. Las áreas técnicas seleccionadas por el autor de la tesis para llevar a cabo la investigación e identificación de factores técnicos son las siguientes:

- Características técnicas generales de un aerogenerador Offshore.
- Características técnicas generales de la nacelle.
- Características técnicas generales de la pala.
- Características técnicas generales de la torre.
- Características técnicas generales de la plataforma de cimentación marina.
- Características técnicas generales del emplazamiento eólico Offshore.
- Características técnicas generales del sistema de control.
- Características técnicas generales de la instalación y montaje en el emplazamiento marino.
- Características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica.
- Características técnicas generales de las certificaciones de los aerogeneradores Offshore.

En cada una de las áreas técnicas seleccionadas anteriormente se han identificado de manera sintética las principales características técnicas del aerogenerador Offshore y a su vez se han sintetizado en matrices que agrupan por fases las diferentes características técnicas. El criterio de identificación de las características técnicas está definido, dentro de cada fase mencionada en las matrices, por las características técnicas publicadas por los fabricantes de aerogeneradores Offshore, por la bibliografía consultada y por la normativa técnica aplicable en cada caso (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; EWEA; Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA et al.). Se ha realizado adicionalmente una sub-clasificación de los factores técnicos agrupándolos en fases y sub-fases por áreas de afinidad técnica, basados en la normativa técnica aplicable a los aerogeneradores Offshore, en las características técnicas publicadas por los fabricantes de aerogeneradores Offshore y en la bibliografía consultada. Este es un planteamiento del autor como herramienta para poder realizar un análisis sistemático que permita identificar con un criterio técnico las características técnicas y que posteriormente sea factible una identificación de la influencia de las mismas en el conjunto de la energía eólica Offshore, lo cual se llevará a cabo en el capítulo 4 de la presente tesis.

Características técnicas generales de un aerogenerador Offshore.

En la investigación llevada a cabo en la tesis, la identificación de las principales características técnicas generales de un aerogenerador Offshore se ha llevado a cabo según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos:

- Características técnicas generales de configuración de producto: se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de las Figuras 2.4.48. y 2.4.49. se indican las principales características técnicas generales de configuración de producto de un aerogenerador Offshore (Norma IEC 61400-3; DOWEC; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.).
 - Características técnicas generales: configuración.
 - Condiciones medioambientales de funcionamiento.
 - Condiciones medioambientales de funcionamiento del aerogenerador en el entorno marino (según IEC 61400-3 Anexo A).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE CONFIGURACIÓN DE PRODUCTO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: CONFIGURACIÓN	Diseño estándar de referencia: según norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009)	N.A.
			Vida estimada del producto: 20 años.	AÑOS
			Potencia en MW.	MW
			Valor de cos (Phi) Capacitivo y Cos (Phi) inductivo: en el lado de baja tensión del transformador en todo el rango de temperaturas y condiciones de potencia.	N.A.
			Valor de Tensión de generación en corriente alterna (V).	V
			Frecuencia: 50 / 60 Hz.	Hz
			Diámetro de rotor (m).	m
			Rango de velocidad de giro (rpm).	rpm
			Tipo de regulación de potencia (Stall / Pitch).	N.A.
			Altura del rotor (m).	m
			Altura de torre: metros.	m
			Velocidad del viento operativa a la altura del rotor (m/s).	m/s
			Rango de pesos (máximo y mínimo en toneladas): Nacelle.	Toneladas
			Rango de pesos (máximo y mínimo en toneladas): Rotor.	Toneladas
			Rango de pesos (máximo y mínimo en toneladas): Nacelle más rotor.	Toneladas
			Rango de pesos (máximo y mínimo en toneladas): Aerogenerador completo (nacelle, rotor, palas, torre).	Toneladas
			Protección contra la corrosión: <input type="checkbox"/> Zonas de aplicación en el aerogenerador Offshore. <input type="checkbox"/> Tipo de protección contra la corrosión: • Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2). • Sistemas de protección catódica del material: • Galvanizado mediante ánodos. • Sistema de corriente impresa.	N.A.
			Disponibilidad del aerogenerador Offshore (%): es el valor de funcionamiento (en %) sin paradas sobre el máximo de horas posibles de funcionamiento (producción de energía sobre el total posible).	> 96% - 99%
			Disponibilidad inherente o teórica: suele tener un valor >= 99 % y considera el tiempo de mantenimiento correctivo y no considera incluido el tiempo de mantenimiento preventivo ni los tiempos de operaciones logísticas y de administración. La fórmula que se aplica es: $A_i = MTBF / (MTBF + MTTR)$ (donde MTBF = Mean Time between failures; MTTR = Mean Time To Repair).	>= 99 %
			Disponibilidad de operación: suele tener un valor >= 98 % y considera el tiempo de mantenimiento correctivo y preventivo, los tiempos de operaciones logísticas y de administración. La fórmula que se aplica es: $A_i = MTBF / (MTBF + MDT)$ (donde MTBF = Mean Time between failures; MDT = Mean Downtime Time).	>= 98 %
			o Potencia específica del aerogenerador Offshore: W/m ² .	W/m ²
			o Masa específica del aerogenerador Offshore: kg/m ² .	kg/m ²
			o Orientación del rotor: Horizontal (HAWT) / Vertical (VHAWT).	N.A.
			o Situación del rotor respecto a la dirección del viento: Barlovento (Upwind) / Sotavento (Downwind).	Upwind/Downwind
			o Dirección de rotación del rotor: Sentido de agujas del reloj / Sentido contrario de agujas del reloj.	N.A.
			o Sistema de ángulo de pala (Pitch): Giro completo (full span) / giro parcial.	N.A.
			o Sistema de pitch: Hidráulico / Eléctrico.	N.A.
			o Sistema de regulación de potencia: Velocidad variable / Velocidad fija.	N.A.
			o Sistema de control de ángulo del Pitch: Pitch / Stall.	N.A.
			o Sistema de cambio de paso: Fijo / Variable.	N.A.
			o Diámetro de rotor: metros.	m
			o Número de palas: N°.	N°
			o Tipo de pala: Mono-pieza / Pala seccionada (N° de secciones).	N.A.
			o Altura de torre: metros.	m
			o Elevador interno en la torre: SI / NO.	N.A.

Figura 2.4.48. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de configuración de producto de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia y Normas IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE CONFIGURACIÓN DE PRODUCTO	CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES DE FUNCIONAMIENTO	Rango de temperatura de funcionamiento: • Temperatura Estándar (-20°C a + 40°C). • Baja Temperatura (-30°C a + 40°C). • Alta Temperatura (-20°C a + 45°C).	°C
			Rango de temperatura de almacenamiento: • Temperatura Estándar (-30°C a + 50°C). • Baja Temperatura (-30°C a + 40°C). • Alta Temperatura (-40°C a + 50°C).	°C
			Humedad relativa estándar: < 95%.	%
			Altitud (Rango de funcionamiento a la altura del buje): Estándar (0 a 1200 m / 1500 m) / Especial (>1500 m).	m
			Intensidad de radiación solar (W/m2).	W/m2
			Densidad del aire en condiciones estándar: 1,225 Kg. /m3.	Kg. /m3
			Sistemas de detección de hielo: opcional.	N.A.
			Protección contra rayos: IEC 62305-3 y IEC TR 61400-24 Part 24.	N.A.
			Polvo (Sistemas anti-polvo): requerimientos estándar de acuerdo a UNE EN 60271.	N.A.
			Protección contra la corrosión: según ISO 12944 y ISO 9223. • Interior de Nacelle: estándar C3 Medio / C3 H. • Rotor y compartimento del transformador: C4 Alta (C4 H). • Exterior del aerogenerador: C5 I / C5 Alta (C5 H). • Corrosión marina: C5-M/H.	N.A.
		CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES DE FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR EN EL ENTORNO MARINO (SEGÚN IEC 61400-3 ANEXO A).	<input type="checkbox"/> Rangos de temperatura del aire normal y extremo (°C).	°C
			<input type="checkbox"/> Rangos de temperatura del agua del mar normal y extremo (°C).	°C
			<input type="checkbox"/> Densidad del aire (kg/m3).	Kg. /m3
			<input type="checkbox"/> Densidad del agua (kg/m3).	Kg. /m3
			<input type="checkbox"/> Radiación solar (W/m2).	W/m2
			<input type="checkbox"/> Humedad (%).	%
			<input type="checkbox"/> Lluvia, nieve y hielo.	N.A.
			<input type="checkbox"/> Sustancias químicas activas.	N.A.
			<input type="checkbox"/> Partículas mecánicamente activas.	N.A.
			<input type="checkbox"/> Rayos y sistemas de protección.	N.A.
			<input type="checkbox"/> Modelos de terremotos y sus parámetros.	N.A.
			<input type="checkbox"/> Grado de salinidad de las aguas (g/m3).	g/m3
			<input type="checkbox"/> Duración y condiciones medioambientales asumidas en los casos de cargas de diseño.	N.A.
			PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN: • PRESURIZACIÓN INTERNA DE LA NACELLE (PRESIÓN DE AIRE: BAR): es un sistema requerido el caso de la nacelle de aerogeneradores Offshore mediante el cual la presión interna generada por un sistema neumático evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados dentro de la nacelle se vean afectados por la corrosión. • SISTEMAS MEDIANTE CAPAS DE PROTECCIÓN DEL MATERIAL (SEGÚN REQUERIMIENTOS DE LA NORMA ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. <input type="checkbox"/> C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. <input type="checkbox"/> C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. <input type="checkbox"/> C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	N.A.

Figura 2.4.49. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de configuración de producto medioambientales de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia y Normas IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores et al.)

- Características eléctricas de un aerogenerador Offshore: se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de las Figuras 2.4.50. y 2.4.51. donde se indican las principales características técnicas eléctricas de un aerogenerador Offshore (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.).
 - Celda de transformación de conexión a la red en el aerogenerador Offshore.
 - Subestación de transformación en el emplazamiento marino.
 - Celda de transformación de conexión a la red en tierra.
 - Características técnicas de la conexión a la red.
 - Conexión a la red eléctrica: estándares de países.
 - Tensión voltaje de los transformadores (kV).
 - Curva de potencia: condiciones estándar de operación de un aerogenerador Offshore.
 - Curva de potencia: condiciones de curva de potencia en el punto de peor condición de operación.
 - Calidad de la energía.
 - Interfaces de comunicaciones del aerogenerador Offshore.
 - Nivel de ruido producido por el aerogenerador Offshore.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE	CELDA DE TRANSFORMACIÓN DE CONEXIÓN A LA RED EN EL AEROGENERADOR OFFSHORE.	□ Elementos de las celdas de transformación: Compartimento de protección con el mecanismo de corte / Compartimento de alimentación / Compartimento de conexionado de cables del aerogenerador.	N.A.
			□ Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).	N.A.
			□ Ubicación de la celda de transformación intermedia en el emplazamiento marino: • En la base de la torre del aerogenerador Offshore. • En la sub-estación de transformación marina. • Compartimento especial para medio ambiente marino.	N.A.
		SUB-ESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.	□ Plataforma marina instalada en el parque eólico maino: tipo Jacket.	N.A.
			□ Elementos de las celdas de transformación: Compartimento de protección con el mecanismo de corte / Compartimento de alimentación / Compartimento de conexionado de cables del aerogenerador.	N.A.
			□ Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).	N.A.
		CELDA DE TRANSFORMACIÓN DE CONEXIÓN A LA RED EN TIERRA.	□ Ubicación de la celda de transformación en la plataforma: • Interior de la sub-Estación de transformación. • Compartimento especial con protección medioambiental marina.	N.A.
			□ Elementos de las celdas de transformación: Compartimento de protección con el mecanismo de corte / Compartimento de alimentación / Compartimento de conexionado de cables del aerogenerador.	N.A.
			□ Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED	□ Ubicación de la celda de transformación en tierra: • Estación de transformación. • Exterior. • Compartimento especial.	N.A.
			Conexiones de tierra del aerogenerador Offshore: se realiza mediante barra de cobre de dimensiones a determinar por el fabricante del aerogenerador (Largo x Ancho x Alto mm) y deberá conectar las conexiones de tierra del cable submarino de aerogenerador Offshore con las conexiones de tierra del emplazamiento y con las de la celda de transformación en tierra	N.A.
			La empresa eléctrica distribuidora debe cumplir la norma EN 50160 sobre PCC (Point of common coupling = Punto de conexión común) en cuanto a conexión de varios aerogeneradores a la red.	N.A.
			Desajustes de Tensión de red: < 2%.	%
			Contenido de tensión de armónicos THD < 8%.	%
			Frecuencia de conexión: 50 Hz / 60 Hz con tolerancia +/- 6%.	Hz
			Voltaje en la conexión a media tensión (lado del parque eólico/aerogenerador Offshore): Valor kV (trifásico).	V
			Potencia de cortocircuito de un aerogenerador Offshore: la mínima Potencia de cortocircuito de la conexión del aerogenerador a media tensión deberá ser 20 veces la potencia nominal. La fórmula es: $SkWTG = 20 \times PR$ donde (PR = Potencia nominal y SkWTG = Mínima potencia de cortocircuito del aerogenerador).	W
			Potencia de cortocircuito de aerogeneradores en un parque eólico Offshore: la mínima Potencia de cortocircuito de la conexión de los aerogeneradores Offshore en el punto de conexión común (PCC) deberá ser 20 veces la suma de la potencia nominal de todos los aerogeneradores. La fórmula es: $SkPCC = 20 \times PR_{WF}$ donde (PR_WF = suma de Potencia nominal de los aerogeneradores y SkPCC = Mínima potencia de cortocircuito de los aerogeneradores en el	W
			Cables de Media tensión / Baja Tensión: las principales características técnicas son • Trifásicos (3 conductores) / Monofásicos (1 conductor). • Material de los conductores: Cobre / Aluminio. • Apantallamiento: Si / No. • Cubierta libre de halógenos: Si / No. • Tipo de material de cubierta: según especificaciones del fabricante de aerogenerador.	N.A.
		CONEXIÓN A LA RED ELECTRICA: ESTANDARES DE PAISES	España: Procedimiento de operación P.O. 12.3 de R.E.E. (Red Eléctrica Española) versión 04-10-2006.	N.A.
			Alemania: Procedimiento operativo EEG209. • High Voltage: Transmission code 2007 + SDL appendix 1-2 • Medium Voltage: MV guideline 2008 + SDL appendix 1-2 • Código de red: 50 Herz (VDN).	N.A.
			Francia: Procedimiento operativo (Con. Iec. BT, MT, AT: arrete du 23 avril 2008). • Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement a un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique. • Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.	N.A.
			Grecia: Procedimiento operativo (Grid control and power Exchange code for Electricity version 2007).	N.A.
			Italia: Procedimiento operativo (Sistema de controllo e protezione delle centrali eoliche. Allegato 17 julio 2008).	N.A.
			Polonia: Procedimiento operativo (Conditions for use, operation and exploitation and development of the grid: ITSOM March 2006).	N.A.
			Reino Unido (UK): Procedimiento operativo (Grid Code issue 3 revision 29 of 1st September 2008) y National Grid /Transpower.	N.A.
			Irlanda: Procedimiento operativo (ESB Network Distribution Code V2 October 2007; DCCC11 Additional requirements for Wind Generation).	N.A.
			Irlanda del Norte: SONI Grid Code (Oct. 2007) – Schedule 2 of the Connection Conditions.	N.A.
			Portugal: Procedimiento operativo (Projecto de revisao do regulamento da rede de transporte, Diciembre 2005).	N.A.
			Rumania: Procedimiento operativo Technical requirements for connecting wind power station to public electricity networks (Draft version 2008).	N.A.
			Turquia: Procedimiento operativo (Annex 18: Grid connection criteria for the Wind Power generation based generation plants, December 2008).	N.A.
			Estados Unidos: Procedimiento operativo (Inter-connection for Wind Energy, 18 CFR Part 35 (Docket Nº RM05-4-001; Order No 661-A. December 2005).	N.A.
			Canadá: Procedimiento operativo (Canadian Grid Code for wind development, CWEA January 2005).	N.A.

Figura 2.4.50. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas eléctricas de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE	TENSION VOLTAJE DE LOS TRANSFORMADORES (KV)	Europa (50 Hz): 10, 15, 20, 30, 33, 34,5 kV.	kV
			Estados Unidos y Canadá (60 Hz): 27,6, 34,5 kV.	kV
			China (50 Hz): 35 kV.	kV
			Conexión de los transformadores: tipo ESTRELLA / TRIÁNGULO en baja tensión y alta tensión respectivamente y las combinaciones posibles.	N.A.
		CURVA DE POTENCIA: condiciones estándar de operación de un aerogenerador Offshore	Velocidad de viento: 7,5 m/s a 100 m de altura y Distribución Weibull C = 2.	m/s
			Velocidad de arranque (m/s).	m/s
			Velocidad de máxima potencia (m/s): Rated power.	m/s
			Intensidad de turbulencia del viento: 10% (a 15 m/s).	%
			Densidad del aire: 1,225 Kg. /m3.	Kg. /m3
			Terreno llano con coeficiente de cortadura (a definir).	N.A.
			Temperatura en el aerogenerador (°C): estándar de funcionamiento en el interior de la nacelle definida por el fabricante.	°C
			Caídas de tensión (V): según el procedimiento operativo PO 12.3.	V
			Valor de Cos Phi (a potencia nominal): 1.	N.A.
			Cálculo teórico de pérdidas: la curva de potencia incluye las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas.	W
			Tolerancia de ruido: +/- 2 dB (A).	dB (A)
			Relación de Producción anual de energía (MWh / año) en función del nivel de ruido (dB(A)) permitido: a mayor nivel de ruido mayor producción anual en MWh / año.	MWh / año - dB(A)
		CURVA DE POTENCIA: Condiciones de curva de potencia en el punto de peor condición de operación.	Flujo de viento ascendente: >8° (Esta condición reduce el área de rotor un 1%).	°(ÁNGULO)
			Caídas de tensión: valores -10% y Cos Phi=0,9 añaden un 1% adicional de pérdidas.	V
			Turbulencias elevadas: 10% por encima del nivel estándar (reduce la potencia del orden de 9 m/s).	%
			Turbulencias bajas: 5% por debajo del nivel estándar (reduce la potencia del orden de 9 m/s).	%
			Densidad del aire: 1,225 Kg. /m3.	Kg. /m3
			Velocidad de viento: 7,5 m/s a 100 m de altura y Distribución Weibull C = 2.	m/s
			Tolerancia de ruido: +/- 2 dB (A).	dB (A)
			Relación de Producción anual de energía (MWh / año) en función del nivel de ruido (dB(A)) permitido: a mayor nivel de ruido mayor producción anual en MWh / año.	MWh / año
		CALIDAD DE LA ENERGÍA	Calidad de la energía: según la norma IEC 61400-21	N.A.
			Factor de potencia = 1	N.A.
			Coeficiente Flicker: $c(\psi_k) < 5$ (para todas las condiciones de viento e impedancias de ángulos de fase de red incluidos en la norma IEC 61400-21).	N.A.
			Factor de cambio de Voltaje: $k_u(\psi_k) < 0,4$ Para ángulos $\psi_k \geq 70^\circ$ (es normalmente próximo a 90°).	N.A.
			Factor de cambio de Voltaje: $k_u(\psi_k) < 1$.Para para todas las condiciones de viento incluidas en la norma IEC 61400-21. $\psi_k < 70^\circ$	N.A.
			Factor Flicker step: $k_f(\psi_k)$ (para todas las condiciones de viento e impedancias de ángulos de fase de red incluidos en la norma IEC 61400-21). Vienen definidas por: $N_{10}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) < 0,3333$ $N_{120}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) < 0,5$	N.A.
			Contenido de armónicos de corriente THD < 2%.	%
		INTERFACES DE COMUNICACIONES DEL AEROGENERADOR	Comunicaciones remotas: se realizan mediante • PLC. • Unidad de control del convertidor de potencia. • Sistema de mantenimiento Predictivo / Preventivo.	N.A.
			Interfaces de protocolos de comunicaciones remotas: se realizan mediante sistemas ETHERNET (Protocolos TCP/IP; FTP; OPC) / PROFIBUS / Bus de campo / Otros.	N.A.
			Interfaces físicas de comunicaciones remotas: el tipo de conexiones físicas a realizar en la base de la torre pueden ser • Cable de fibra óptica más conectores Mono-modo / Multi-modo. • Otro tipo de cables: cable telefónico / Otros. • Nº de cables: mínimo dos.	N.A.
			Transmisión de datos por medio de cables submarinos: características técnicas de influencia son las siguientes. • La transmisión de datos por medio de cable submarino. • Las condiciones medioambientales marinas y su influencia en el funcionamiento de los sistemas de captación y de procesamiento de datos (sensores, componentes electrónicos, software y hardware, etc.). • Calidad de la transmisión de datos: las interferencias, rendimiento, pérdidas, calidad de la transmisión.	N.A.
		NIVEL DE RUIDO PRODUCIDO POR EL AEROGENERADOR OFFSHORE	Ruido estándar: dB (A).	dB (A)
			Bajo ruido: dB (A).	dB (A)
			Alto ruido: dB (A).	dB (A)

Figura 2.4.51. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas eléctricas de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores et al.)

- Características de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Offshore: se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de la Figura 2.4.52., Figura 2.4.53. y de la Figura 2.4.54. se indican las principales características técnicas de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Offshore (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.).
 - Parámetros de operación de un aerogenerador Offshore.
 - Vida del aerogenerador y condiciones de integridad estructural
 - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore: requisitos de fiabilidad.
 - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore: disponibilidad de mantenimiento.
 - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore: disponibilidad de comprobación.
 - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore: repuestos, consumibles y herramientas.
 - Requisitos medioambientales en el diseño de un aerogenerador Onshore: diseño y mantenimiento de producto.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, VIDA, MANTENIMIENTO Y MEDIO AMBIENTALES DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE		Deflexión de punta de pala hacia la torre: metros.	m
			Velocidad de máxima potencia (m/s).	m/s
			Velocidad de arranque (Cut-in speed): (m/s).	m/s
			Velocidad de corte de funcionamiento (Cut-out speed): (m/s).	m/s
			Velocidad de rotor nominal: r.p.m.	r.p.m.
			Maxima sobre-velocidad rotor: %	%
			Máxima sobre-velocidad del aerogenerador (X veces velocidad nominal): r.p.m.	r.p.m.
			Par mecánico nominal (LSS): kN•m	kN•m
			Nivel de ruido: dB(A).	dB(A)
			Relación de ángulo de Pitch: grados/segundo.	° / s
			Modelos de aerogenerador por Clase de viento (IEC 61400-1).	N.A.
			Tipo de tren de potencia: Multiplicadora / Direct Drive (sin multiplicadora).	N.A.
			Peso total de la góndola (Toneladas) en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
			Peso total del aerogenerador (Toneladas) en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
			Color exterior (según norma RAL): RAL definido por el fabricante.	RAL
			<u>Mínima distancia entre aerogeneradores en el emplazamiento (m):</u> la ubicación se define en función de los siguientes parámetros. • Dirección predominante del viento. • Perpendicular a la dirección predominante del viento. • Condiciones de turbulencias del viento. • Modelos de distribución de los aerogeneradores en el parque marino: reticular, lineal, otros, etc.	m
			<u>Clases de emplazamiento según IEC 61400-1 Edición 3 y IEC 61400-3 Edición 1:</u> Clase I, II, III, IV, S (Clases de aerogenerador en función de la velocidad del viento) y DIBT WZ (condiciones dependiendo de la altura del rotor).	N.A.
		PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE	<u>Comunicaciones y control remoto del aerogenerador:</u> los siguientes parámetros deben ser operados remotamente. <input type="checkbox"/> Arranque del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Parada del aerogenerador: pausa, parada, emergencia. <input type="checkbox"/> Demanda de Potencia Activa P. <input type="checkbox"/> Demanda de Potencia Reactiva Q. <input type="checkbox"/> Requerimientos de tensión de la red V. <input type="checkbox"/> Requerimientos de frecuencia. <input type="checkbox"/> Requerimientos de Factor de Potencia (Cos Fi). <input type="checkbox"/> Requerimientos de sincronización horaria. <input type="checkbox"/> Requerimientos de nivel de ruido.	N.A.
			<u>Interfaces con la plataforma marina y con el terreno de la cimentación:</u> los suelos del lecho marino de la cimentación deben cumplir con las siguientes características técnicas. <input type="checkbox"/> Capacidad de resistencia del suelo: $\sigma_{adm} \geq 2.5 \text{ kg/cm}^2$ <input type="checkbox"/> Módulo de elasticidad dinámica del suelo: $E_d \geq 100 \text{ MPa}$ <input type="checkbox"/> Ratio de Poisson del suelo: $\mu \leq 0.3$ <input type="checkbox"/> Condiciones especiales de cimentación: a definir por cada fabricante de aerogenerador.	N.A.
			Media de Producción de energía: GW•h	GW•h
			<u>Interfaces con el tramo intermedio de la estructura que une el aerogenerador Offshore a la estructura metálica de la plataforma marina.</u> Las características técnicas específicas deben cumplir con los requisitos de la norma DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures.	N.A.
			<u>Rutados de cables en la estructura metálica de la plataforma marina:</u> los cables son de tipo submarino y son rutados a través del fondo marino hasta la sub-estación de transformación en el parque eólico marino y posteriormente hasta la conexión en tierra.	N.A.
			<u>Rutados de cables en la cimentación:</u> definición de profundidad de montaje en el lecho marino para cables de tierra, cables de señal y alimentación (>500 mm).	mm
			• <u>Sistema de Balizamiento del aerogenerador Offshore:</u> se debe cumplir la legislación con los requisitos de balizamiento globales de los diferentes países donde pueden instalarse los aerogeneradores Offshore, y adicionalmente son de aplicación los requisitos de balizamiento de las áreas marinas.	N.A.
			• <u>Tipos de góndola:</u> Como característica específica de los aerogeneradores Offshore se deben considerar los parámetros técnicos siguientes: o Sistema de protección contra la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas. o Sistemas de presurización interior de la nacelle y sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.	N.A.

Figura 2.4.52. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia, Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, VIDA, MANTENIMIENTO Y MEDIO AMBIENTALES DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE	VIDA DEL AEROGENERADOR OFFSHORE Y CONDICIONES DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL	Vida del aerogenerador y condiciones de integridad estructural: adicionalmente a la norma general de aerogeneradores (IEC 61400-1 Ed.3 y IEC 61400-3 Edición 1) se indican las principales normativas aplicables.	Años
			NORMA GENERAL SOBRE VIDA: Germanischer Lloyd. Rules and Guidelines. IV Industrial Services. Guideline for the Certification of Wind Turbines. Edition 2003 with Supplement 2004.	N.A.
			ESTRUCTURAS METÁLICAS: EN 1993-1-1:2005, Eurocode 3. "Design of steel structures, Part 1-1: General rules and rules for buildings".	N.A.
			ESTRUCTURAS METÁLICAS: EN 1993-1-9:2005, Eurocode 3. "Design of steel structures, Part 1-9: Fatigue strength of steel structures"	N.A.
			ESTRUCTURAS METÁLICAS: EN 1993-1-9:2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-10: Material toughness and through-thickness properties"	N.A.
			ESTRUCTURAS METÁLICAS: Zur Bemessung geschraubter Ringflanschverbindungen von Windenergieanlagen. Seidel, M. Shaker Verlag. Aachen 200.	N.A.
			ESTRUCTURAS DE CIMENTACIÓN: EN 1992, Eurocode 2. "Design of concrete structures".	N.A.
			ESTRUCTURAS DE CIMENTACIÓN: EN 1998, Eurocode 8. "Design of structures for earthquake resistance".	N.A.
			ESTRUCTURAS DE CIMENTACIÓN: CEB-FIB Model Code 1990	N.A.
			UNIONES ATORNILLADAS: VDI 2230 Part 1, Systematic calculation of high duty bolted joints - Joints with one cylindrical bolt, issued. February 2003.	N.A.
			UNIONES ATORNILLADAS: EN 1993-1-8-2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-8: Design of joints.	N.A.
			UNIONES ATORNILLADAS: ISO 898-1. Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel	N.A.
			UNIONES ATORNILLADAS: Stahlbau 66, Heft 3, 1997. Zum elastostatischen Tragverhalten exzentrisch gezogener L Stöße mit vorgespannten Schrauben. H. Schmidt, M. Neuper. Model C.	N.A.
			UNIONES ATORNILLADAS: Bauingenieur 75, 2000. Zur Bestimmung der Grenztragfähigkeit von Verbindungen mit planmassig auf Zug beanspruchten Schrauben. P. Schaumann, M. Seidel.	N.A.
			RODAMIENTOS: DIN ISO 281 2007. Rolling bearings - Dynamic load ratings and rating life	N.A.
			RODAMIENTOS: ISO/TS 16281 2008 + Technical Corrigendum 1 2009. Rolling bearings – Method for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings	N.A.
			MULTIPLICADORA: ISO/DIS 81400-4. Wind turbine generator systems Part 4 Gearboxes for turbines from 40 kW to 2 MW and larger 2005 corresponds to ANSI/AGMA/AWEA 6006-A03 2004 Standard for Design and Specification of Gearboxes for Wind Turbines	N.A.
			MULTIPLICADORA: ISO 6336. Calculation of load capacity of spur and helical gears Part 1 ED1 1996 - Basic principles, introductions and general influence factors. Technical corrigendum 2 1999	N.A.
			Part 2 ED1 1996 - Calculation of surface durability (pitting)	
			Part 3 ED2 2003 - Calculation of tooth bending strength	
			Part 5 ED2 2003 - Strength and quality of materials	N.A.
			Part 6 ED2 2004 – Calculation of service life under variable load	
			MULTIPLICADORA: DIN 3990 1990. Tragfähigkeitsberechnung von Stirnrädern	
			MULTIPLICADORA: DIN 743 1-4 2000-10. Tragfähigkeitsberechnung von Wellen und Achsen	N.A.
			MULTIPLICADORA: ISO 1328-1 1975. Cylindrical Gears ISO system of accuracy	N.A.
		PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: Requisitos de Fiabilidad.	FMECA (Failure Mode Effects Criticality Analysis: Análisis de criticidad de los efectos del modo de fallo): esta herramienta debe ser realizada en la fase de diseño para los principales sub-conjuntos funcionales y principales componentes.	N.A.
		PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: Disponibilidad de Mantenimiento.	Objetivos de valores de fallo: se establecerán los objetivos de fallo del aerogenerador en funcionamiento en campo . o N° de fallos / 10000 horas funcionamiento. o N° de fallos / año de funcionamiento.	N° de fallos / 10000 horas funcionamiento y N° de fallos / año de funcionamiento.
			Diseño del aerogenerador teniendo enfocado a obtener bajos costes de mantenimiento: o Accesibilidad de los operarios de mantenimiento a las reparaciones con objeto de obtener un adecuado tiempo medio de reparación. o Utilización de herramientas estándar. o Cumplimiento de las regulaciones de seguridad e higiene del personal de mantenimiento. o Accesibilidad y ergonomía: Diseño del aerogenerador que permita el paso y montaje de piezas de repuesto de forma accesible en el interior de la nacelle y torre. o Periodo de las intervenciones de mantenimiento: deben ser las mínimas posibles con objeto de incrementar la disponibilidad del aerogenerador en funcionamiento. o Identificación: se identificarán con etiquetas o placas los puntos de chequeo de mantenimiento y los componentes a cambiar.	N.A.
			Periodo de mantenimiento: en la fase de diseño se debe realizar el establecimiento del intervalo de intervención por mantenimiento (Periodo estándar del mercado: 1 año).	Meses
			N° de horas de intervención por mantenimiento: N° Horas / año (estas horas no se consideran con falta de disponibilidad al incluirse como característica del aerogenerador Offshore).	N° Horas / año
			N° de horas de parada programada (MDT= Mean Down time): se establecerá el n° de horas de parada permitidas en el aerogenerador de mantenimiento correctivo por los conceptos técnicos siguientes: o Tareas de alto grado de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año. o Tareas de grado medio de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año. o Tareas de grado bajo de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año.	N° Horas

Figura 2.4.53. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia, Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

N.A. = NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, VIDA, MANTENIMIENTO Y MEDIO AMBIENTALES DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE	PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: Disponibilidad de comprobación.	• Auto-diagnóstico de averías mediante un sistema inteligente en el aerogenerador.	N.A.
			• Manual de intervención de mantenimiento: debe incluir la definición de los tipos de fallo y averías, el procedimiento de actuación e cada caso, la identificación del modo de fallo, el tipo de acción a efectuar (reparación, cambios de componentes, etc.).	N.A.
			• Tipos de alarmas y avisos asociados a cada tipo de avería o modo de fallo: alarmas, indicadores, avisos, comunicación de fallo al sistema de control remoto.	N.A.
			• % Detección de defectos: el objetivo estimado medio debe ser >90%.	%
			• % Aislamiento de defectos: el objetivo estimado medio debe ser >80%.	%
			• % Falsas alarmas detectadas: el objetivo estimado medio debe ser < 5%.	%
		PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: Repuestos, Consumibles y herramientas.	Manual de operación y mantenimiento: debe incluir como mínimo o Procedimientos de detección de fallo. o Esquemas gráficos de actuación de mantenimiento. o Identificación del fallo. o Protocolo de actuación. o Requisitos de seguridad para el personal de mantenimiento. o Acciones y Operaciones de mantenimiento y reparación a llevar a cabo. o Registros de las acciones efectuadas. o Personal de mantenimiento necesario. o Tiempo de actuación estimado.	N.A.
			• Lista de componentes de repuesto y de consumibles.	N.A.
			• Lista de identificación de herramientas y utillajes de mantenimiento.	N.A.
			• Plan de mantenimiento: detalle de actuaciones con calendario para realizar mantenimiento Correctivo, Preventivo y Predictivo.	N.A.
		REQUISITOS MEDIOAMBIENTALES EN EL DISEÑO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: Diseño y mantenimiento de producto.	• Criterio de Eco-Diseño: el diseño del aerogenerador debe realizarse considerando los impactos medioambientales en todas las fases del diseño y desarrollo del producto con el objetivo de obtener productos que generen el mínimo impacto medio-ambiental posible a lo largo de su vida. o Optimización de recursos utilizados en el diseño: Materias primas, energía, Técnicos, Humanos, Económicos, Logísticos, Transporte y manipulación. o Minimización del consumo de los siguientes parámetros: consumo de recursos, pérdidas, uso de sustancias dañinas, desechos, descargas y emisiones, fallos, errores, no conformidades, logística, transporte y manipulación. o Sustitución o eliminación de sustancias peligrosas, ineficiencias, utilización de procesos antiguos/obsoletos, utilización de elementos y procesos innecesarios.	N.A.
			• Sustancias químicas prohibidas: se debe asegurar que el producto, los procesos o los materiales de mantenimiento no incluyen sustancias prohibidas por la legislación medioambiental y por la política interna del fabricante de aerogeneradores.	N.A.
			• Eliminación de todas las sustancias incluidas en la lista 'Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants': [Aldrin, Chlordane, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Hexachlorobenzene (HCB), Mirex, Toxaphene, Polychlorinated dibenzo-p-dioxins, dibenzofurans (PCDD/PCDF), Polychlorinated Biphenyls (PCB's)].	N.A.
			• Cables: eliminación del uso de materiales halógenos.	N.A.
			• Materiales con alto impacto medio-ambiental: reducción o eliminación en lo posible de tratamientos (superficiales y térmicos) y componentes tales como cromo, plomo, cadmio, mercurio, estireno entre otros.	N.A.
			• Materiales reciclables: utilización en todos los casos en los que sea factible materiales reciclables que mejoren el ciclo de vida (LCA: Life Cycle Analysis) y se optimice el desmantelamiento de los materiales al final de la vida del producto.	N.A.
			• Estandarización de diseño: de materiales, productos químicos, tratamientos (térmicos y superficiales), tipo y número de componentes, buscando el ocasionar el menor impacto medio-ambiental posible.	N.A.
			Aspectos medioambientales de procesos: Se debe garantizar que no existen fugas de fluidos de ningún tipo durante las operaciones de montaje, fabricación y transporte.	N.A.
			Mantenimiento de producto: Las siguientes líneas de actuación deben ser implementadas en el área de mantenimiento del aerogenerador con objeto de reducir el impacto medio-ambiental. • Reducción de las operaciones de mantenimiento necesarias y la frecuencia de intervención. • Mantenimiento predictivo: potenciarlo como aspecto fundamental desde el punto de vista medio-ambiental. • Disponibilidad del aerogenerador: potenciar y gestionar el Mantenimiento correctivo desde el punto de vista de mayor disponibilidad de funcionamiento del aerogenerador.	N.A.

Figura 2.4.54. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de operación, vida, mantenimiento y medio ambientales de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia, Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores et al.).

Características técnicas generales de la nacelle.

En el aerogenerador Offshore dentro de la nacelle, se ubican la mayoría de los componentes funcionales tales como el eje principal, la multiplicadora, el generador eléctrico, la electrónica de potencia, etc. Las principales características técnicas generales relativas al sistema de la nacelle según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior, son las mismas que para los aerogeneradores Onshore, las cuales se han definido en el apartado 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore. Existen sin embargo algunas características técnicas que son

específicas de los aerogeneradores Offshore las cuales se mencionan a continuación, siguiendo el mismo proceso de clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos y sub-componentes de la nacelle (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; IEC 61400-21; ISO 12944; IEC 60034; Norma IEC 61400-3; DOWEC; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe):

- Características técnicas generales: sistemas en nacelle. Las características específicas de los aerogeneradores Offshore son las siguientes, las cuales se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.55. donde se indican las principales características técnicas generales de la nacelle y de sus principales sub-componentes, los cuales afectan al rendimiento técnico y a las características técnicas del aerogenerador Offshore (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; IEC 61400-21; ISO 12944; IEC 60034; IEC 61158, EN 50254, DIN E 19258; IEC 60076-1 et al.):
 - Características técnicas: sistema de balizamiento del aerogenerador Offshore (IEC 61000-6-4; IEC 61000-6-2; IEC 60598-1; IEC 617. Norma estándar ICAO (*International Civil Aviation Organization*): ICAO ANNEX 4, Volume 1, 4th Edition, July 2004, Chapter 6, Medium Intensity, Type A & B Obstacle Light; normativa marítima de señalización específica de cada país).
 - Características técnicas: sistemas de protección contra la corrosión.
 - Características técnicas geométricas de la nacelle: sistemas de cierre y sellado interno de la nacelle, para evitar el ingreso de aire marino que pueda producir corrosión en los componentes internos metálicos y fallos de funcionamiento.
 - Características técnicas: sistemas de tratamiento del aire interno de la nacelle para evitar la corrosión.
 - Características técnicas: sistemas de acceso aéreo a la nacelle. Mediante una estructura metálica de helipuerto (*Helipad*) para desembarco aéreo de personal de mantenimiento en la nacelle.
 - Características técnicas: dimensiones y geometría exterior de la nacelle.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA NACELLE DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

N.A.= NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: NACELLE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMAS EXTERNOS Y GEOMETRÍA DE LA NACELLE Y DEL AEROGENERADOR OFFSHORE.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMA DE BALIZAMIENTO DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	SINCRONIZACIÓN DE LAS BALIZAS EN EL PARQUE EÓLICO: SI / NO	N.A.
			ESPAÑA: HI tipo A durante el día MI tipo B durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible En caso de un parque con solo 1 aerogenerador, es necesaria una baliza adicional)	N.A.
			ALEMANIA: MI tipo A durante el día MI tipo B o W.Rot durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 2)	N.A.
			FRANCIA: MI tipo A / B (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			ITALIA: MI tipo B o C (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			PORTUGAL: MI tipo A durante el día MI tipo C durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			GRECIA: MI tipo A / B (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			REINO UNIDO (UK): MI tipo C (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			POLONIA: MI tipo B durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			ESTADOS UNIDOS (USA): MI tipo L864 or L865 (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: SIN REQUISITOS)	N.A.
			CANADA: MI tipo L864 or L865 (No definido para Alturas superiores a 150 m.). (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: SIN REQUISITOS)	N.A.
			CHINA: HI tipo A día/noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 360º visible)	N.A.
			AUSTRALIA: MI tipo B durante la noche (Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR: 2)	N.A.
			La normativa aplicable para los sistemas de balizamiento de aerogeneradores OffShore es la correspondiente a las regulaciones marinas propias de cada país (como referencia técnica se utiliza el sistema de balizamiento de los aerogeneradores Onshore).	N.A.
			La normativa aplicable para los sistemas de balizamiento de aerogeneradores On-Shore y Offshore es la siguiente (como referencia): • Normas IEC 61000-6-4; IEC 61000-6-2; IEC 60598-1; IEC 617. • Norma estándar ICAO (International Civil Aviation Organization): ICAO ANNEX 4, Volume 1, 4th Edition, July 2004, Chapter 6, Medium Intensity, Type A & B Obstacle Light. • Low Voltage Directive: 73/23/EEC. • Directiva de compatibilidad electromagnética: EMC 89/336/EEC. • Directiva de emisiones electromagnéticas: EN-50081-2 (Parte 2: Entornos industriales). • Directiva de inmunidad electromagnética: EN-50082-2 (Parte 2: Entornos industriales).	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN	<u>Sistemas de protección contra la corrosión de la nacelle:</u> Como característica específica de los aerogeneradores Offshore se deben considerar los parámetros técnicos siguientes: o Sistema de protección contra la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas. o Sistemas de presurización interior de la nacelle y sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.	Normas ISO 12944
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMAS DE CIERRE Y SELLADO INTERNO DE LA NACELLE	<u>Sistemas de cierre y sellado del aire interior de la nacelle:</u> Como característica específica de los aerogeneradores Offshore se deben considerar los parámetros técnicos siguientes: o Tipo de sistema de sellado: cierre hermético o cierre mediante juntas de sellado. Sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino. o Sistemas de presurización interior de la nacelle	Fugas aire
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AIRE DE LA NACELLE	<u>Sistemas de acondicionamiento y tratamiento del aire interior de la nacelle:</u> Como característica específica de los aerogeneradores Offshore se deben considerar los parámetros técnicos siguientes: o Sistema de tratamiento del aire interior: deshumidificación y calentamiento para evitar la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas. o Sistemas de enfriamiento del aire interior de la nacelle para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.	% Humedad Relativa; Tª (°C)
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMAS DE ACCESO AÉREO A LA NACELLE	<u>Estructura metálica de helipuerto (Helipad):</u> instalado en la parte superior trasera de la nacelle para el desembarco aéreo de personal de mantenimiento en la nacelle. Requisito de seguridad para el acceso aéreo de personas a la nacelle.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: DIMENSIONES Y GEOMETRÍA EXTERIOR DE LA NACELLE	<u>Geometría exterior:</u> <input type="checkbox"/> Geometría en forma de paralelepípedo. <input type="checkbox"/> Geometría en forma cónica. <input type="checkbox"/> Geometría en forma cilíndrica. <input type="checkbox"/> Otros diseños.	N.A.
			Tipo de material de la carcasa de la góndola: fibra de vidrio / Poliéster / Otros.	N.A.
			Dimensiones (largo, ancho, alto): metros.	m
			Peso (Toneladas).	Toneladas
			Rotor (distancia en voladizo): m.	m
			Distancia al 1º rodamiento desde centro torre: m.	m
			Offset Vertical de la brida superior de torre: m.	m
			Tolerancia de extremo en la punta de la nacelle al centro de torre: mm.	mm
			Color exterior: RAL.	RAL
			<u>Geometría en las carcasas exteriores de las Nacelles y los condicionamientos técnicos:</u> • Tipo de tren de potencia y generador eléctrico que montan: o Sistema con Multiplicadora. o Sistema Direct Drive (accionamiento directo sin multiplicadora). • Ubicación del Sistema de refrigeración: externo / interno a la nacelle. • Condicionamientos de la Aerodinámica en la geometría de la Nacelle: cónica, paralelepípedo, cilíndrica, otros. • Condicionamientos estéticos y de imagen del fabricante en el mercado. • Condicionamiento debido a las dimensiones de los componentes internos (multiplicadora, generador, transformador, bastidores, etc.).	N.A.

Figura 2.4.55. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de la nacelle de un aerogenerador Offshore (Fuente Elaboración propia: Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores et al.)

En el Anexo 2.4.3.1.3. se presenta un desarrollo más detallado de las matrices de síntesis de las fases y características de diseño y en el Anexo 2.4.3.1.4. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas del aerogenerador Offshore y de la nacelle, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y en la bibliografía consultada (ver capítulo 6).

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de las nacelles basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore son las siguientes:

- Existe una gran cantidad de características y factores técnicos asociados a la nacelle que influyen tanto en el funcionamiento como en el rendimiento del aerogenerador Offshore. Debido a su elevada cantidad y complejidad es necesario realizar un tratamiento de valoración y clasificación de datos técnicos en el capítulo 4 de la presente tesis doctoral con objeto de discriminar aquellos factores que son fundamentales y que representan valor añadido para el aerogenerador Offshore desde el punto de vista técnico.
- Se identifica la existencia de una serie de normativas y estándares internacionales de aplicación para los aerogeneradores Offshore. Sin embargo se detecta una gran variedad de diseños diferentes y de combinaciones de diseño entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores, lo cual supone falta de estandarización de componentes y una atomización del mercado eólico en cuanto al aprovechamiento de sinergias técnicas y productivas.

Características técnicas generales de las palas.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada (capítulo 6), se han identificado que las principales características técnicas de las palas según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior son las aplicables a los modelos Onshore, las cuales se han definido en el apartado 2.4.2.4.2. donde asimismo aplica la misma clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a las palas Offshore (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; IEC 61400-21; ISO 12944; IEC 60034; Norma IEC 61400-3; DOWEC; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.; CENER; Burton T. et al.; EWEA; Risoe):

- Características técnicas generales: palas. Como característica técnica específica de las palas de aplicación Offshore está el grado de protección contra la corrosión, que puede ser de mayor grado que en algunos modelos de palas para aerogeneradores Onshore. En el caso de la pala del aerogenerador Offshore, afecta específicamente al recubrimiento externo de las palas y a los componentes metálicos de unión entre las palas y el buje (tornillería y componentes metálicos). La protección contra la corrosión puede ser de varios tipos en función del componente afectado y su ubicación en relación a las condiciones medioambientales: los sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2) son de aplicación a las partes metálicas de la pala y a los elementos metálicos de unión con el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.
 - C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
 - C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
 - C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.

Otro aspecto diferencial es el diseño interno de la pala para la aplicación Offshore, cuyo detalle de diseño queda fuera del alcance de la tesis.

Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.56., donde se indican las principales características técnicas generales de las palas, las cuales afectan al rendimiento técnico y a las características técnicas del aerogenerador Offshore:

- Características técnicas: físicas.
- Características técnicas: materiales de la pala.
- Características técnicas: diseño y validación de la pala.
- Características técnicas: tipos de tecnología de fabricación de palas.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PALA DEL AEROGENERADOR OFFSHORE

N.A.= NO APLICABLE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: PALAS	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: PALAS OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: FÍSICAS	Tipo de pala: Mono-pieza / Partida.	N.A.
			Longitud de la pala: (m).	m
			Longitud de la pala (m) en relación a la Clase del aerogenerador (Clase I,II,III,IV,S)	m
			Peso de la pala: Toneladas.	Toneladas
			Peso (Toneladas) de las palas en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
			Peso de las palas en relación al peso del rotor completo.	Toneladas
			Cuerda máxima: m.	m
			Diámetro de raíz de pala (Root diameter): m.	m
			Localización del centro de masa desde la raíz de la pala: m.	m
			Tolerancia de masas: +/- %.	%
			• Protección contra la corrosión: Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la palas y a los elementos metálicos de unión con el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. o C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. o C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. o C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: MATERIALES DE LA PALA	Tipo de Material de las palas: <input type="checkbox"/> fibra de vidrio. <input type="checkbox"/> fibra de carbono. <input type="checkbox"/> fibra de vidrio más fibra de carbono: utilización combinada de ambas.	N.A.
			Tipo de Material de las palas en relación a la potencia del aerogenerador: fibra de vidrio; fibra de carbono; utilización combinada de ambas.	N.A.
			Tipo de resina utilizada: <input type="checkbox"/> Poliester/Epoxy. <input type="checkbox"/> Epoxy. <input type="checkbox"/> Epoxy Pre-impregnado. <input type="checkbox"/> Otros.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: DISEÑO Y VALIDACIÓN DE LA PALA	Normativas de diseño y Verificación de producto aplicables a las palas: Norma IEC 61400-23 Ensayo estructural a escala real de palas de aerogenerador.	N.A.
			Frecuencias de resonancia de palas (flap y Edge): Hz.	Hz
			Momento de masas 1ºs: kg m.	kg m
			Tipo de perfil aerodinámico de pala: aplican los estándares definidos en las normativas internacionales (FFA, RISOE, DELFT, NACA, OTROS).	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: Tipos de tecnología de fabricación de palas	TIPOS DE TECNOLOGÍA DE DISEÑO Y FABRICACIÓN DE PALAS: • Infusión en vacío (Vacuum Infusión). • Pala Integral Infusión en vacío (Integral Blade Vacuum Infusión). • Pre-Preg.	N.A.
			Infusión en vacío (Vacuum Infusión): Características técnicas. • Fibra: Fibra de vidrio / Fibra de carbono. • Resina: Poliéster/Epoxy. • Acabado superficial: Gelcoat embebido (Con resina de poliéster) / Pintado (Con resina epoxy). • Núcleo sandwich (Sandwich core): Madera de balsa más Espuma de polímero. • Montaje de conchas y web: Pegado.	N.A.
			Pala Integral Infusión en vacío (Integral Blade Vacuum Infusión): Características técnicas. • Fibra: Fibra de vidrio. • Resina: Epoxy. • Acabado superficial: Poliuretano enamel en spray. • Núcleo sandwich (Sandwich core): Madera de balsa. • Montaje de conchas y web: Zonas sin pegado.	N.A.
			Pala Integral Infusión en vacío (Integral Blade Vacuum Infusión): Características técnicas. • Fibra: Fibra de vidrio / Fibra de carbono. • Resina: Epoxy Pre-impregnada. • Acabado superficial: Gelcoat embebido más Poliuretano enamel. • Núcleo sandwich (Sandwich core): Espuma de polímero. • Montaje de conchas y web: Pegado.	N.A.
				N.A.

Figura 2.4.56. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de las palas de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; IEC 61400-23; FFA, RISOE, DELFT, NACA; et al.).

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de las palas basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore son las mismas que en el caso Onshore y se indican las siguientes:

- Se identifica la existencia de una gran variedad de tecnologías de fabricación de palas y de diferentes procesos de producción de las mismas entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores Offshore.

- Las materias primas base de la pala (fibra de vidrio, fibra de carbono y sus combinaciones) y las diferentes clases de resinas presentan múltiples combinaciones lo cual a su vez genera procesos de fabricación diferentes. Se observa a su vez una dispersión de procesos en los acabados finales de las palas.
- La relación entre los datos de longitud de pala y peso de pala presentan a su vez una gran dispersión entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores Offshore.

Características técnicas generales de la torre.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas de las torres según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a la torre (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001); ISO 12944; DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Escudero López; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; EWEA; AWEA; Risoe):

- Características técnicas generales de la torre. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.57., donde se indican las principales características técnicas generales de la torre, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Características técnicas generales físicas: incluyendo la protección contra la corrosión.
 - Características técnicas geométricas de la torre: sistemas de cierre y sellado interno de la torre.
 - Características técnicas: sistemas de tratamiento del aire interno de la torre para evitar la corrosión.
 - Características técnicas: diseño y validación de la torre (S355 (Chapa de Acero); C70 (Hormigón) IEC 61400-13; ISO 12944).

En el caso de la torre del aerogenerador Offshore, la protección contra la corrosión afecta específicamente al recubrimiento externo de las torres y a los componentes metálicos de unión entre la torre y la nacelle, y entre la torre y la estructura metálica de transición de unión a la plataforma marina (tornillería y componentes metálicos). La protección contra la corrosión puede ser de varios tipos en función del componente afectado y su ubicación en relación a las condiciones medioambientales (TU Delft y fabricantes):

- Presurización interna de la torre (Presión de aire: Bar): es un sistema opcional en el caso de la torre de aerogeneradores Offshore mediante el cual la presión interna generada por un sistema neumático evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados dentro de la torre se vean afectados por la corrosión.
- Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.
 - C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
 - C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
 - C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.

El resto de características técnicas son comunes a las de las torres de los aerogeneradores Onshore.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA TORRE OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: TORRE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: TORRE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: FÍSICAS	Tipo de torre en relación a la potencia del aerogenerador: o Torre metálica de acero. o Torre de Hormigón. o Torre Híbrida (Hormigón – Acero). o Torre de celosía.	N.A.
			Altura de la torre: m.	m
			Altura (m) de la torre en relación a la potencia del aerogenerador.	m
			Peso total de la torre: Toneladas.	Toneladas
			Peso total (Toneladas) de la torre en relación a la potencia del aerogenerador.	Toneladas
			Tipo de protección anti-corrosión (aplicable a la torre, uniones atornilladas, componentes metálicos, estructura metálica de transición de unión a la plataforma marina): protección de pintura (según Norma ISO 12944-2) /protección catódica de material / otros. Las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. □ C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. □ C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. □ C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	N.A.
			Tipo de Conexión de la torre con la estructura metálica de la plataforma marina: tipo de unión (Atornillada / Barras Pre-tensadas / Otras uniones).	N.A.
			Pares de apriete de las uniones atornilladas de la torre a la estructura metálica de la plataforma marina.	Nm
			o Normas internacionales de aplicación para uniones atornilladas: □ VDI 2230 Part 1, Systematic calculation of high duty bolted joints - Joints with one cylindrical bolt, issued. February 2003. □ EN 1993-1-8-2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-8: Design of joints. □ ISO 898-1. Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel □ Stahlbau 66, Heft3, 1997. Zum elastostatischen tragerverhalten exzentrisch gezogener L. Stöße mit vorgespannten Schrauben. H. Schmidt, M. Neuper. Model C. □ Bauingenieur 75, 2000. Zur Bestimmung der Grenztragfähigkeit von Verbindungen mit planmassig auf Zug beanspruchten Schrauben. P. Schaumann, M. Seidel.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMAS DE CIERRE Y SELLADO INTERNO DE LA TORRE	Sistemas de cierre y sellado del aire interior de la torre: Como característica específica de los aerogeneradores Offshore se deben considerar los parámetros técnicos siguientes: o Tipo de sistema de sellado: cierre hermético o cierre mediante juntas de sellado. Sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino. o Sistemas de presurización interior de la torre	Fugas aire
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AIRE DE LA TORRE	Sistemas de acondicionamiento y tratamiento del aire interior de la torre: Como característica específica de los aerogeneradores Offshore se deben considerar los parámetros técnicos siguientes: o Sistema de tratamiento del aire interior: deshumidificación y calentamiento para evitar la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas. o Sistemas de enfriamiento del aire interior de la torre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.	% Humedad Relativa; Tª (°C)
			Presurización interna de la torre (Presión de aire: Bar).	Bar
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: DISEÑO Y VALIDACIÓN DE LA TORRE	Frecuencia de doblado de primer orden: Hz.	Hz
			Frecuencia de doblado de 2º orden: Hz.	Hz
			Normativas de diseño y de producto aplicables a las torres: o Normativa de materiales: S355 (Chapa de Acero); C70 (Hormigón). o Normativa de Verificación: Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): Medida de cargas mecánicas. o Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero: ISO 12944-2.	N.A.

Figura 2.4.57. Matriz de síntesis de las características técnicas generales de la torre de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.)

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de las torres de aplicación Offshore, basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore, son las siguientes: se identifica actualmente un claro predominio de la torre de tipo metálico en la mayoría de los fabricantes de aerogeneradores Offshore, siendo la tipología en cuanto a dimensiones y pesos muy variada lo que hace que no exista una estandarización de modelos de torre.

Características técnicas generales de las plataformas marinas y de las cimentaciones.

En el caso de los aerogeneradores Offshore la cimentación como tal es sustituida por el concepto de plataforma marina (sobre la cual se ensambla el aerogenerador Offshore por encima del nivel del mar) y su anclaje en el lecho del mar, el cual puede conllevar en función del tipo de plataforma definida, un tipo de cimentación específico en cada caso (DNV).

Las características técnicas de las plataformas marinas y de las cimentaciones de los aerogeneradores Offshore vienen determinadas por el tipo de plataforma marina que se monte junto con el aerogenerador Offshore. En función de los tipos de plataforma marina se proceden a enumerar las principales características técnicas identificadas de las plataformas marinas y de las cimentaciones asociadas relacionadas con la normativa técnica, los tipos de plataformas, las cargas de diseño, las características estructurales y constructivas, los parámetros técnicos de operación, componentes, materiales de las plataformas y cimentaciones, criterios de diseño y ensamblaje, las condiciones medioambientales, las cuales se presentan en el Anexo 2.4.3.1.5., así como una matriz de síntesis de las principales normativas aplicables a las mismas. Todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y la bibliografía consultada referenciada anteriormente (DNV, IEC).

La tipología de plataformas marinas de aplicación para el montaje de aerogeneradores Offshore se desarrolla en el apartado 2.3.4.1. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: componentes específicos, con los puntos específicos donde se desarrollan los sub-tipos de plataformas marinas en detalle en cuanto a características generales y configuración constructiva de cada modelo. A continuación se presenta sintetizada la siguiente clasificación (ver bibliografía del apartado 2.3.4.1.):

- Plataformas fijadas al fondo marino.
 - Mono-pilote.
 - Base de cimentación por gravedad.
 - Estructura metálica tipo celosía (*Jacket*).
 - Trípode / Cuadrípode.
- Plataformas flotantes.
 - Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado.
 - Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado.
 - Plataforma flotante en superficie estabilizada.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes de aerogeneradores y de plataformas marinas, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas de las plataformas marinas y de las cimentaciones, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a las cimentaciones (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; EWEA; Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA; Risoe et al.):

- Características técnicas generales: plataforma marina y cimentaciones. Se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de la Figuras 2.4.58., 2.4.59., 2.4.60., 2.4.61. y 2.4.62. donde se indican las principales características técnicas generales de las plataformas marinas, pieza de transición y cimentaciones, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Características técnicas generales: físicas.
 - Características técnicas: estructura metálica de la plataforma.
 - Características técnicas: elementos de anclajes y de la cimentación.
 - Características técnicas: estructura metálica intermedia de conexión con la torre del aerogenerador Offshore (*Transition Piece*).
 - Características técnicas: materiales de las estructuras metálicas de las plataformas marinas.
 - Características técnicas: otras características técnicas generales de las plataformas marinas y de sus sistemas de anclaje y cimentación.
 - Características técnicas: instalación y montaje de la plataforma marina en el emplazamiento marino.
 - Características técnicas: normas de diseño y validación de la plataforma marina.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLATAFORMA MARINA Y CIMENTACIONES

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: PLATAFORMA MARINA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: PLATAFORMA MARINA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: FÍSICAS	La tipología de plataformas marinas de aplicación para el montaje de aerogeneradores Offshore presenta la siguiente clasificación: <ul style="list-style-type: none"> • Plataformas fijadas al fondo marino: <ul style="list-style-type: none"> o Mono-pilote. o Base de cimentación por gravedad. o Estructura metálica tipo celosía (Jacket). o Trípode / Cuadrípode. • Plataformas flotantes. <ul style="list-style-type: none"> o Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado. o Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado. o Plataforma flotante en superficie estabilizada. 	N.A.
			Tipo de protección anti-corrosión (aplicable a la torre, uniones atornilladas, componentes metálicos, estructura metálica de transición de unión a la plataforma marina, plataforma marina): protección de pintura (según Norma ISO 12944-2) /protección catódica de material / otros. Las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. <input type="checkbox"/> C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. <input type="checkbox"/> C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. <input type="checkbox"/> C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	N.A.
			Tipo de Conexión de la torre con la estructura metálica de la plataforma marina: tipo de unión (Atornillada / Barras Pre-tensadas / Otras uniones).	N.A.
			Pares de apriete de las uniones atornilladas de la torre a la estructura metálica de la plataforma marina: Nm.	Nm
		ESTRUCTURA METÁLICA DE LA PLATAFORMA.	• Material: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).	N.A.
			• Peso: toneladas.	Toneladas
			• Dimensiones: largo / ancho / alto (m).	m
			• Plataforma de estructura metálica (tipo Jacket): <input type="checkbox"/> Altura / longitud estructura Jacket: m. <input type="checkbox"/> Dimensiones en la base en el lecho marino: m.	m
			• Diámetro de la estructura tubular: <input type="checkbox"/> Tipo monopilote: diámetro del tubo en m. <input type="checkbox"/> Tipo trípode / cuadrípode: diámetro del tubo en m. <input type="checkbox"/> Tipo torre con estructura metálica (Jacket):	m
			<input type="checkbox"/> Diámetro de la estructura tubular Tipo torre con estructura metálica (Jacket): • diámetro del tubo en m. • Nº de tubos. • Nº de tubos transversales de la estructura metálica. • Estructura intermedia de unión con la torre del aerogenerador: hormigón / otros materiales.	m / Nº
			• Espesor del material metálico de la estructura tubular: mm.	mm
			• Volumen total: m3.	m3
			• Tipos de soldadura de aplicación marina: tipo de soldadura y normativa (ISO / DIN /DNV / Otros).	N.A.
			• Certificación de soldadura de aplicación marina: normativa.	N.A.
			• Protección contra la corrosión: Recubrimiento C3 / C4 / C5 ó protección catódica (ISO 12944-2)	N.A.
			• Geometría estructural: tipo tubular / tubo macizo / otra geometría.	N.A.
		ELEMENTOS DE ANCLAJES Y DE LA CIMENTACIÓN	<input type="checkbox"/> Pilotes de anclaje Material: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).	N.A.
			<input type="checkbox"/> Pilotes de anclaje Peso: toneladas.	Toneladas
			<input type="checkbox"/> Pilotes de anclaje Dimensiones: diámetro / largo / ancho / alto (m).	m
			<input type="checkbox"/> Pilotes de anclaje Protección contra la corrosión: Recubrimiento C3 / C4 / C5 ó protección catódica.	N.A.
			<input type="checkbox"/> Base de cimentación Material: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).	N.A.
			<input type="checkbox"/> Base de cimentación Peso: toneladas.	Toneladas
			<input type="checkbox"/> Base de cimentación Volumen de cemento/hormigón/otros materiales: m3.	m3
			<input type="checkbox"/> Base de cimentación Dimensiones: largo / ancho / alto (m).	m
			<input type="checkbox"/> Base de cimentación Volumen total: m3.	m3
			<input type="checkbox"/> Material de estabilización (Scour) Material: • Tipo: grava / otros. • Normativa de material aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).	N.A.
			<input type="checkbox"/> Material de estabilización (Scour): Peso: toneladas.	Toneladas
			<input type="checkbox"/> Material de estabilización (Scour): Volumen de cemento/hormigón/otros materiales: m3.	m3
			<input type="checkbox"/> Material de estabilización (Scour): Dimensiones: diámetro / largo / ancho / alto (m).	m
			<input type="checkbox"/> Material de estabilización (Scour): Área de extensión del material de estabilización: m2.	m2
			<input type="checkbox"/> Material de estabilización (Scour): Distancia desde el pilote/pieza tubular al exterior de la zona con material: m.	m
			<input type="checkbox"/> Material de estabilización (Scour): Espesor de la capa exterior de grava/otros materiales: m.	m
			<input type="checkbox"/> Material de estabilización (Scour): Profundidad de inserción en el lecho marino de la capa principal de material: m.	m
		ESTRUCTURA METÁLICA INTERMEDIA DE CONEXIÓN CON LA TORRE DEL AEROGENERADOR OFFSHORE (TRANSITION PIECE).	<input type="checkbox"/> Material: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).	N.A.
			<input type="checkbox"/> Peso: toneladas.	Toneladas
			<input type="checkbox"/> Dimensiones: diámetro / largo / ancho / alto (m).	m
			<input type="checkbox"/> Volumen total: m3.	m3
			<input type="checkbox"/> Espesor del material metálico de la estructura tubular: mm.	mm
			<input type="checkbox"/> Tipos de soldadura de aplicación marina: normativa y tipo de soldadura.	N.A.
			<input type="checkbox"/> Certificación de soldadura de aplicación marina: normativa.	N.A.
			<input type="checkbox"/> Protección contra la corrosión: Recubrimiento C3 / C4 / C5 ó protección catódica (ISO 12944-2)	N.A.

Figura 2.4.58. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; DNV-OS-J101 et al.; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLATAFORMA MARINA Y CIMENTACIONES

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: PLATAFORMA MARINA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: PLATAFORMA MARINA	MATERIALES DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS DE LAS PLATAFORMAS MARINAS:	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Temperatura de diseño de los materiales metálicos</u>: esta temperatura de diseño es una referencia para la selección de los grados de los materiales y estará basada en los valores de temperatura media diaria más baja. Existen diferentes casos de aplicación de la temperatura de diseño: <ul style="list-style-type: none"> o Situaciones de muy bajas temperaturas de almacenamiento (condiciones criogénicas) y de servicio. o Temperaturas de diseño para estructuras flotantes: no excederán los valores de temperatura media de servicio más baja para materiales de acero. o Temperaturas de diseño para estructuras metálicas externas situadas por encima del nivel del mar: se diseñarán teniendo en cuenta los valores de temperatura media diaria más baja. o Temperaturas de diseño para estructuras metálicas externas situadas por debajo del nivel del mar y por debajo del nivel más bajo de las mareas: se diseñarán sin tener en cuenta los valores de temperaturas de diseño por debajo de 0° C. o Temperaturas de diseño para estructuras metálicas internas: se diseñarán sin tener en cuenta los valores de temperaturas de diseño por debajo de 0° C. 	°C
			<ul style="list-style-type: none"> • <u>Categoría estructural del material de acero</u>: el objetivo de la categorización estructural del material tiene por objeto es evitar la fractura por hidrogenación mediante la adecuada selección de materiales y de las correspondientes inspecciones. La clasificación de los materiales en categorías estructurales presentan las siguientes tipologías: <ul style="list-style-type: none"> o <u>Especial</u>: los componentes estructurales sujetos a fallo tendrán consecuencias sustanciales y están sujetos a condiciones de estrés que pueden incrementar la probabilidad de fallo por hidrogenación. Dentro de esta categoría están las uniones tubulares de las plataformas (este factor influirá en la selección de los tipos de materiales y en sus espesores). o <u>Primaria</u>: los componentes estructurales sujetos a fallo tendrán consecuencias sustanciales. Dentro de esta categoría están las estructuras de tipo monopilote y las torres de los aerogeneradores. o <u>Secundaria</u>: los componentes estructurales sujetos a fallo no tendrán consecuencias sustanciales. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • <u>Grado de material metálico seleccionado</u>: el grado de acero para ser utilizado será seleccionado de acuerdo al diseño de temperatura y al espesor aplicable en función de la categoría estructural que le corresponda (ver anexo con la tabla A8 sección 6 de la norma DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbines Structures). 	N.A.
		OTRAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE LAS PLATAFORMAS MARINAS Y DE SUS SISTEMAS DE ANCLAJE Y CIMENTACIÓN.	• Profundidad de penetración de la plataforma, de la cimentación o de los anclajes en el lecho marino: m.	m
			• Tipo de suelo del emplazamiento para realizar la cimentación.	N.A.
			• Resistencia del suelo en el eje vertical: kg/m2.	kg/m2
			• Resistencia del suelo en el eje horizontal: kg/m2.	kg/m2
			• Peso total de la plataforma marina más la cimentación: toneladas.	Toneladas
			• Peso total (Toneladas) de la plataforma marina en relación a la potencia del aerogenerador Offshore.	Toneladas/ MW
			• Conexión de la torre del aerogenerador Offshore con la estructura metálica intermedia: Tipo de unión: atomillada / Barras Pre-tensadas / Otras uniones.	N.A.
			• Conexión de la torre del aerogenerador Offshore con la estructura metálica intermedia: Par de apriete de las uniones soldadas: Nm.	Nm
			• Profundidad del agua respecto al lecho marino y a la superficie: m.	m
			• Condiciones del suelo en el emplazamiento del aerogenerador Offshore: Resistencia (kg/m2); tipología de suelo	kg/m2
			<u>Frecuencias de resonancia de la estructura metálica de la plataforma marina:</u> <ul style="list-style-type: none"> • En condiciones normales de operación: Hz. • En condiciones extremas de operación: Hz. 	Hz
			• Función de relación entre los requisitos de límites de nivel de resonancia de las estructuras y el incremento de peso de la plataforma marina.	N.A.
			• <u>Función de relación entre la profundidad de las aguas del emplazamiento y el peso de la plataforma marina</u> : Profundidad (m) vs Peso de la plataforma (toneladas).	N.A.
			• Efectos de la fatiga de los materiales.	N.A.
			<u>Criterios de diseño para la selección de un tipo de plataforma marina:</u> <ul style="list-style-type: none"> • Requerimientos de almacenamiento de los componentes de la plataforma marina. • Requerimientos de transporte de los componentes de la plataforma marina. • Requerimientos de instalación de los componentes de la plataforma marina. • Disponibilidad de emplazamientos marinos adecuados a cada tipo de plataforma marina. • Disponibilidad de equipos y maquinaria de instalación adecuados a cada tipo de plataforma marina. • Condicionantes económicos de costes de cada tipo de plataforma marina. • Cargas de diseño sobre la plataforma: <ul style="list-style-type: none"> • Viento. • Olas. • Corriente marina. • Cargas horizontales. • Cargas verticales. • Profundidad del agua en el emplazamiento. • Condiciones geológicas del suelo en el lecho marino. • Tipo de suelo marino. • Corrientes en el lecho marino (scouring). 	N.A.
			• <u>Protección contra la corrosión: tasa máxima de disminución del espesor del material metálico</u> de las estructuras permitido por causa de los efectos de la corrosión (< 20 micras / año; otros valores).	micras/año
			• Altura de acceso a la plataforma sobre el nivel del mar: m.	m
			<u>Transporte por mar</u> : los factores técnicos que afectan directamente a las plataformas marinas desde el punto de vista logístico para su transporte desde tierra hasta el emplazamiento marino se enumeran a continuación. <ul style="list-style-type: none"> • Peso total: toneladas. • Dimensiones: largo / ancho / alto (m). • Volumen total: m3. 	Toneladas/ m/m3

Figura 2.4.59. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; DNV-OS-J101 et al.; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EOLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLATAFORMA MARINA Y CIMENTACIONES

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: PLATAFORMA MARINA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: PLATAFORMA MARINA	INSTALACIÓN Y MONTAJE DE LA PLATAFORMA MARINA EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	• Norma aplicable para garantizar la adecuada ejecución de las operaciones en el entorno marino dentro del alcance del proyecto: DNV "Rules for planning and execution of marine operations. Part 1".	N.A.
			<u>Requisitos de operación en el entorno marino:</u> <input type="checkbox"/> criterios de diseño. <input type="checkbox"/> Predicción meteorológica local. <input type="checkbox"/> Manuales de operación en el entorno marino. <input type="checkbox"/> Preparación de las operaciones de instalación y montaje: procedimientos de operación y de ejecución. <input type="checkbox"/> Procedimientos de inspección y ensayo de las operaciones de instalación y montaje. <input type="checkbox"/> Estudios de estabilidad de operación en el medio marino de los barcos de transporte e instalación, de los barcos grúas, barcos especiales y de las plataformas auxiliares, de los equipos de grúas, de los equipos de instalación de pilotes en el lecho marino, de los equipos de inserción de los monopilotes y estructuras metálicas, equipos de taladrado, equipos de atornillado y en general toda la maquinaria utilizada: la estabilidad de operación se chequeará durante las operaciones de carga, transporte, descarga, y será aplicable a todos los tipos de embarcaciones utilizadas.	N.A.
			<u>Diseño estructural:</u> las características de diseño estructural relativas a las operaciones de instalación en el medio marino serán consideradas e incluirán como mínimo las siguientes características. <input type="checkbox"/> Principios de diseño aplicable para las plataformas marinas. <input type="checkbox"/> Criterios de resistencia para los límites de diseño establecidos. <input type="checkbox"/> Selección de materiales y de procesos de fabricación de los mismos. <input type="checkbox"/> Procedimientos de ensayos.	N.A.
			• Peso total: toneladas.	Toneladas
			• Volumen total: m3.	m3
			• Geometría de la plataforma marina: tipo de formas geométricas del conjunto y de los componentes.	N.A.
			<u>Procedimientos de izado en el entorno marino:</u> para pesos a elevar > 50 toneladas aplica la norma DNV "Rules for planning and execution of marine operations. Part 2", donde se deben considerar los siguientes parámetros técnicos: <input type="checkbox"/> Cargas básicas. <input type="checkbox"/> Cargas dinámicas. <input type="checkbox"/> Cargas residuales. <input type="checkbox"/> Casos de cargas de diseño. <input type="checkbox"/> Diseño de eslingas y materiales auxiliares. <input type="checkbox"/> Casos de fallo de eslingas, tolerancias dimensionales, sistemas de unión atornillada en el mar.	N.A.
			• Nº de puntos de izado disponibles en la estructura metálica para el izado de la misma con grúas: Nº.	Nº
			<u>Tipo de tecnología de inserción en el fondo marino:</u> los pilotes o estructuras tubulares, así como los pilotes y elementos de anclaje en función de su tipología requieren de maquinaria especializada de los tipos descritos a continuación. <input type="checkbox"/> Martillo neumático de compresión (Nm). <input type="checkbox"/> Prensa hidráulica de inserción (Nm). <input type="checkbox"/> Otros tipos de maquinaria de inserción de pilotes y pilares (Nm).	Nm
			<u>Operaciones de montaje e inserción de los pilotes de la base de la plataforma marina:</u> • Verticalidad en el montaje: Grados (°) de desviación máximo sobre la vertical. • Tipo monopilote: o Inserción guiada por medio del agujero previamente taladrado en el lecho marino (Nm). o Inserción por taladrado controlado guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm). o Inserción por taladrado sin control guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm). • Tipo estructura metálica (Jacket): o Inserción de pilares de sujeción de la plataforma al lecho marino mediante martillos hidráulicos de taladrado e inserción (Nm).	Grados / Nm

Figura 2.4.60. Matriz de síntesis (III) de características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; DNV-OS-J101 et al.; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.).

MATRIZ DE CARACTERISTICAS TECNICAS: ENERGIA EOLICA OFFSHORE
CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA PLATAFORMA MARINA Y CIMENTACIONES

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERISTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: PLATAFORMA MARINA	CARACTERISTICAS TECNICAS GENERALES: PLATAFORMA MARINA	CARACTERISTICAS TECNICAS: DISEÑO Y VALIDACION DE LA PLATAFORMA MARINA	Tipo de protección anti-corrosión (aplicable a la torre, uniones atornilladas, componentes metálicos, estructura metálica de transición de unión a la plataforma marina): protección de pintura (según Norma ISO 12944-2) /protección catódica de material / otros. Las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. <input type="checkbox"/> C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. <input type="checkbox"/> C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. <input type="checkbox"/> C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	N.A.
			Tipo de Conexión de la torre con la estructura metálica de la plataforma marina: tipo de unión (Atornillada / Barras Pre-tensadas / Otras uniones).	N.A.
			Pares de apriete de las uniones atornilladas de la torre a la estructura metálica de la plataforma marina: Nm.	Nm
			<ul style="list-style-type: none"> • Norma general de diseño de estructuras de plataformas para aerogeneradores offshore: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures. • Normas generales de los aerogeneradores Onshore y Offshore: <ul style="list-style-type: none"> o IEC 61400-3 Ed.1, Wind turbines – Part 3: Design requirements of offshore wind turbines – 2009. o IEC 61400-1 2005 Design Requirements for wind turbines in general (onshore). 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Normas sobre datos físicos medioambientales: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation. <input type="checkbox"/> DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling. <input type="checkbox"/> API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation. <input type="checkbox"/> API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description. <input type="checkbox"/> ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data. <input type="checkbox"/> ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures. • Normas sobre evaluación de cargas medioambientales: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> API RP 2T 2007 Criteria for loads evaluation and distinction. <input type="checkbox"/> DNV OS-C101 2007 Guideline to the ULS sea-states method for structural design. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Normas sobre diseño estructural de las plataformas marinas: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> DNV OS-C101 2007 Design of offshore steel structures with LRFD method. <input type="checkbox"/> DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures. <input type="checkbox"/> DNV RP C203 2003 Recommendations on fatigue analysis. <input type="checkbox"/> API RP 2A WSD 2007 Practices for design of fixed offshore structures (WSD method). <input type="checkbox"/> API RP 2A LFRD 2003 Practices for design of fixed offshore structures (LFRD method). <input type="checkbox"/> API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design. <input type="checkbox"/> DNV OS-C102 2007 Design of offshore ships. <input type="checkbox"/> BS 6349-7 1991 Guide to design of breakwaters <input type="checkbox"/> ISO 19900 (2002) General requirements for offshore structures. <input type="checkbox"/> ISO 19902 design of piled structures. <input type="checkbox"/> ISO 19903 fixed concrete structures. <input type="checkbox"/> API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Normas sobre certificaciones de aerogeneradores y plataformas Offshore: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Germanischer Lloyd (GL-GCOWT): Rules and guidelines IV Industrial Services, Part 2. Wind Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines (2005). 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas sobre selección de materiales: <ul style="list-style-type: none"> • DNV OS-B101 2001 Standard on metallic materials for offshore structures. • DNV OS-C201 2008 Structural design of offshore units. Gives guidance for steel selection. • DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures. • DNV OS-C502 2003 Standards for composite components. • Normativa de materiales: S355 (Chapa de Acero); C70 (Hormigón). • Normativa de Verificación: Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): Medida de cargas mecánicas. • Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero: ISO 12944-2. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> o Normas y guías generales sobre diseño de fundaciones y sistemas de anclaje: <ul style="list-style-type: none"> o DNV OS-C101 2007 Design of pile foundations. o API RP 2A LFRD 2003 Design of offshore fixed structures. o BSH Standard for Geotechnical and Route Surveys 2003 Focused on offshore wind turbines. Specifies methods and criteria for foundation site surveys. o DNV CN-30.4 1992 Classification note on different types of foundations. o DNV OS-E301 2004 Guidelines on design and construction of position mooring systems. o API RP 2SK 2005 Extensive standard on design of moorings and criteria for analysis of floating structures. o ISO 19900 2002 General requirements for offshore structures. It includes recommendations on moorings and foundations. o DNV RP E301 2000 Recommendations on fluke anchors. o DNV RP E302 2002 Recommendations on drag-in plate anchors. o DNV RP E303 2005 Recommendations on suction anchors. 	N.A.

Figura 2.4.61. Matriz de síntesis (IV) de características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; DNV-OS-J101 et al.; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLATAFORMA MARINA Y CIMENTACIONES

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: PLATAFORMA MARINA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: PLATAFORMA MARINA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: DISEÑO Y VALIDACIÓN DE LA PLATAFORMA MARINA	<ul style="list-style-type: none"> • Normas sobre procesos de cualificación y fiabilidad: <ul style="list-style-type: none"> o DNV RP-A203 2001 Recommendations on qualification process. o ISO 15563 2000 Life cycle costing for offshore industry. o ISO 14224 2006 Methodologies for collection of reliability and maintenance data including database on general failure modes. o ISO 20815 2008 Guidelines on production assurance. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Normas sobre evaluación de riesgos y de seguridad: <ul style="list-style-type: none"> o DNV OSS-121 2001 Risk assessment techniques. o DNV OS-A101 2005 General safety principles for offshore units. o API RP 14J 2000 Risk assessment of offshore structures. o DNV OS-D301 2005 Fire protection on offshore installations. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Normas sobre impacto medioambiental: <ul style="list-style-type: none"> o ISO 16665 1997 Guidelines for sampling soft-bottom macro fauna. o ISO 9391 2005 Guidance for sampling in deep waters. o ISO 19493 2007 Guidance on hard substrate communities. 	N.A.
			<p>Cargas de diseño de plataformas marinas: normas aplicables IEC 61400-3 Ed.1, Wind turbines – Part 3: Design requirements of offshore wind turbines – 2009 y DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Factores de carga. • Condiciones características. • Análisis y cálculos. • Cargas de diseño y casos de cargas. • Cargas características. • Diseño de detalle y verificación. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> o Normas internacionales de aplicación para uniones atornilladas: <ul style="list-style-type: none"> □ VDI 2230 Part 1, Systematic calculation of high duty bolted joints - Joints with one cylindrical bolt, issued. February 2003. □ EN 1993-1-8-2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-8: Design of joints. □ ISO 898-1. Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel □ Stahlbau 66, Heft3, 1997. Zum elastostatischen tragverhalten exzentrisch gezogener L Stöße mit vorgespannten Schrauben. H. Schmidt, M. Neuper. Model C. □ Bauingenieur 75, 2000. Zur Bestimmung der Grenztragfähigkeit von Verbindungen mit planmassig auf Zug beanspruchten Schrauben. P. Schaumann, M. Seidel. 	N.A.
			<p>Materiales de las cimentaciones de las plataformas marinas: En la sección 6 sub-apartado de Selección de materiales de hormigón de la norma DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbines Structures, se especifican los tipos de materiales de hormigón a seleccionar. Estos materiales de hormigón están sujetos a la normativa específica DNV-OS-C502 Section 4 "Structural Concrete and Materials".</p>	N.A.
			<p>Normativas de diseño y de producto aplicables a las torres:</p> <ul style="list-style-type: none"> o Normativa de materiales: S355 (Chapa de Acero); C70 (Hormigón). o Normativa de Verificación: Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): Medida de cargas mecánicas. o Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero: ISO 12944-2. 	N.A.

Figura 2.4.62. Matriz de síntesis (V) de características técnicas generales de las plataformas marinas y cimentación del aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; DNV-OS-J101 et al.; fabricantes de aerogeneradores; TU Delft; ECN Engels, W. et al.).

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor de la tesis sobre las características técnicas de las plataformas marinas y de las cimentaciones de los aerogeneradores Offshore, basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore, son las siguientes: en función del tipo de plataformas marinas utilizadas se definen unas características específicas de las mismas y del tipo de cimentaciones y anclajes a utilizar en el lecho marino, así como el tipo de requisitos de ensayos a realizar para su validación. Todo ello teniendo en cuenta que se debe cumplir la normativa y legislación específica y la funcionalidad requerida en cada proyecto. Del análisis de la investigación se demuestra que existe una gran variedad de plataformas marinas y tipologías en cuanto a dimensiones y pesos, lo que hace que no exista una estandarización de modelos.

Características técnicas generales del emplazamiento eólico Offshore.

El recurso eólico es un factor determinante a la hora de instalar un parque eólico Offshore, el cual viene determinado por el tipo de emplazamiento marino del parque eólico. El recurso eólico disponible en el entorno marino y sus características específicas es un factor que condiciona la factibilidad económica y financiera del proyecto de instalación de un parque eólico Offshore.

Adicionalmente los aerogeneradores Offshore se diseñan y se fabrican para ser instalados en

emplazamientos que se clasifican en función de la velocidad media y de la turbulencia del viento. En base a esto existe una clasificación en *clases* de aerogeneradores (Clase I, II, III, IV, S) en función del tipo de viento (velocidad media y grado de turbulencia del viento) para el que son especificados (IEC), en base a la norma internacional que aplica que lo define y especifica la cual es la IEC-61400-1 (aerogeneradores Onshore) y la norma específica para aerogeneradores Offshore IEC 61400-3. En la Figura 2.4.63. se muestra una tabla resumen con las diferentes clases de aerogenerador Offshore (IEC, CENER).

Table 1 – Basic parameters for wind turbine classes¹

Wind turbine class	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A I_{ref} (-)	0,16			
B I_{ref} (-)	0,14			
C I_{ref} (-)	0,12			

In Table 1, the parameter values apply at hub height and

V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min,

A designates the category for higher turbulence characteristics,

B designates the category for medium turbulence characteristics,

C designates the category for lower turbulence characteristics and

I_{ref} is the expected value of the turbulence intensity² at 15 m/s.

Tabla 2.4.63. Tabla de Clases de aerogenerador aplicable para aerogeneradores Offshore según la norma IEC 61400-1 (Fuente: IEC).

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada (ver capítulo 6), se han identificado las principales características técnicas relativas a los emplazamientos eólicos de los aerogeneradores Offshore, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a los emplazamientos eólicos (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; DNV; ISO; CENER; IDAE; Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; Risoe; fabricantes de aerogeneradores):

- Características técnicas generales: emplazamiento del aerogenerador Offshore. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.64., donde se indican las principales características técnicas generales de los emplazamientos marinos, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Características técnicas fundamentales del emplazamiento Offshore.
- Características técnicas fundamentales del emplazamiento: factores de influencia de las condiciones meteorológicas y medioambientales (aire y entorno marino). Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.64., donde se indican las principales características técnicas meteorológicas y medioambientales de los emplazamientos marinos, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Normas adicionales relativas a la descripción de datos de aspectos físicos y medioambientales.
 - Condiciones del viento en el emplazamiento marino.
 - Condiciones medioambientales marinas (basadas en un periodo de referencia de 3 horas).
 - Condiciones medioambientales de funcionamiento.
 - Evaluación de condiciones técnicas y medioambientales.
- Características técnicas: caracterización del emplazamiento marino y evaluaciones de parámetros técnicos según norma IEC 61400-3 (punto 12). Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.65., donde se indican las principales características técnicas de caracterización del emplazamiento marino, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Base de datos meteorológicos y oceánicos del emplazamiento marino.
 - Evaluación de las condiciones de viento.
 - Evaluación de las olas.

- Evaluación de las corrientes marinas.
- Evaluación del nivel del agua, de las mareas y de la aparición de tormentas.
- Evaluación del hielo en el mar.
- Evaluación de crecimiento biológico de organismos.
- Evaluación de movimientos del fondo marino y de desplazamientos de materiales (*Scour*).
- Evaluación de efectos de estelas de aerogeneradores Offshore próximos.
- Evaluación de otras condiciones medioambientales.
- Evaluación de las condiciones de los terremotos.
- Evaluación de los datos de periodos de viento y de periodos de climatología.
- Evaluación de las condiciones eléctricas de la red de conexión.
- Evaluación de las condiciones del suelo marino.
- Características técnicas fundamentales del emplazamiento Offshore: factores técnicos de influencia.
Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.66., donde se indican las características técnicas de influencia en el emplazamiento marino, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Régimen de viento.
 - Potencial eólico del emplazamiento Offshore.
 - Rosa de los vientos.
 - Orografía del emplazamiento Offshore.
 - Potencia eólico del emplazamiento Offshore.
 - Fuentes de información de la zona del emplazamiento Offshore: viento y sus características.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: EMPLAZAMIENTO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: EMPLAZAMIENTO DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FUNDAMENTALES DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE	Recurso eólico en el emplazamiento marino: disponibilidad de viento (media anual en horas y velocidad)	Horas-año; m/s
			Tipo de emplazamiento del parque eólico marino: Clase I, II, III, S.	N.A.
			Recurso eólico disponible y sus características específicas: es un factor que condiciona la factibilidad económica y financiera del proyecto de instalación de un parque eólico en el mar.	N.A.
			Clases de aerogeneradores (Clase I, II, III, IV, S) en función del tipo de velocidad media de viento.	N.A.
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FUNDAMENTALES DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE: FACTORES DE INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES METEOROLÓGICAS Y MEDIOAMBIENTALES (AIRE Y ENTORNO MARINO).	NORMAS ADICIONALES RELATIVAS A LA DESCRIPCIÓN DE DATOS DE ASPECTOS FÍSICOS Y MEDIOAMBIENTALES	NORMAS ADICIONALES RELATIVAS A LA DESCRIPCIÓN DE DATOS DE ASPECTOS FÍSICOS Y MEDIOAMBIENTALES QUE SON DE APLICACIÓN PARA LOS EMPLAZAMIENTOS MARINOS DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE: • DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation. • DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling. • API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation. • API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description. • ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data. • ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures.	N.A.
		CONDICIONES DEL VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	Intensidad de la turbulencia del viento en función de la velocidad media del viento.	Coefficiente
			Velocidad media anual del viento (a la altura del rotor): m/s.	m/s
			Grado de inclinación del flujo (°).	(°)
			Distribución de la velocidad del viento (curvas Weibull, Rayleigh, mediciones).	N.A.
			Modelo normal de cortadura del viento y parámetros.	N.A.
			Modelo de turbulencia y parámetros.	N.A.
			Velocidades extremas del viento a la altura del rotor (m/s).	m/s
			Modelo de cambio de dirección extremo y parámetros para periodos de recurrencia de entre 1 y 50 años.	N.A.
			Modelo extremo de cortadura del viento y parámetros.	N.A.
			Distribución de las direcciones del viento (Rosa de los vientos).	N.A.
			Ocurrencia de vientos extremos del tipo huracán (Categoría 3 y superiores).	N.A.
		CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES MARINAS (BASADAS EN UN PERIODO DE REFERENCIA DE 3 HORAS).	Variación de mareas y aparición de tormentas (m): periodo de recurrencia de 50 años).	m
			Marea astronómica más alta HAT (m).	m
			Marea astronómica más baja LAT (m).	m
			Nivel de agua más alto HSWL (m).	m
			Nivel de agua más bajo LSWL (m).	m
			Altura significativa de ola para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m).	m
			Rango de periodos de picos de altura de olas para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m).	m
			Altura de ola extrema individual para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m).	m
			Rango de periodos asociados de ola para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (s).	segundos
			Rango de periodos de altura extrema de la cresta de la ola para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m).	m
			Corriente superficial extrema para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m/s).	m/s
			Distribución conjunta de viento y olas incluyendo direccionalidad (Hs, Tp, V).	N.A.
			Espectro de las olas y sus parámetros.	N.A.
			Modelos determinísticos del modelo de las olas y sus parámetros.	N.A.
			Modelo de ruptura de ola y sus parámetros.	N.A.
			Condiciones del hielo en el mar.	N.A.
			Desplazamiento de masas en el fondo marino (Scour) de forma local y global: Máximo permitido en metros.	N.A.
			Variación del nivel del mar: Máximo permitido en metros.	m
			Perfil y espesor de sedimentos orgánicos adheridos (mm).	mm
		CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES DE FUNCIONAMIENTO.	Rangos de temperatura del aire normal y extremo (°C).	°C
			Rangos de temperatura del agua del mar normal y extremo (°C).	°C
			Densidad del aire (kg/m3).	kg/m3
			Densidad del agua (kg/m3).	kg/m3
			Radiación solar (W/m2).	W/m2
			Humedad (%).	%
			Lluvia, nieve y hielo.	N.A.
			Sustancias químicas activas.	N.A.
			Partículas mecánicamente activas.	N.A.
			Rayos y sistemas de protección.	N.A.
			Modelos de terremotos y sus parámetros.	N.A.
			Grado de salinidad de las aguas (g/m3).	g/m3
			Duración y condiciones medioambientales asumidas en los casos de cargas de diseño.	N.A.
		EVALUACIÓN DE CONDICIONES TÉCNICAS Y MEDIOAMBIENTALES	• Condiciones medioambientales marinas. • Condiciones de funcionamiento eléctrico en las condiciones medioambientales marinas. • Influencia de las estelas de viento de aerogeneradores Offshore de su emplazamiento. • Condiciones del suelo marino: condiciones batimétricas, ocurrencia de seísmos, etc.	N.A.

Figura 2.4.64. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de los emplazamientos eólicos del aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; fabricantes de aerogeneradores; IEC 61400-3 y IEC 61400-1; DNV; ISO; CENER; IDAE; MYTIC; Risoe.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: EMPLAZAMIENTO	CARACTERIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO MARINO Y EVALUACIONES DE PARÁMETROS TÉCNICOS SEGUN NORMA IEC 61400-3 (PUNTO 12)	BASE DE DATOS METEOROLÓGICOS Y OCEÁNICOS DEL EMPLAZAMIENTO MARINO.	o Velocidades de viento y direcciones del viento: registros de datos históricos y datos actuales.	m/s
			o Alturas de olas significativas, periodos de las olas y direcciones de las olas.	N.A.
			o Correlación de las estadísticas del viento y de las olas.	N.A.
			o Niveles de las aguas.	m
			o Ocurrencia y propiedades del hielo en el mar.	N.A.
			o Ocurrencia de heladas.	N.A.
			o Temperatura del aire.	°C
			o Densidad del aire.	kg/m3
			o Temperatura del agua.	°C
			o Densidad del agua.	kg/m3
			o Salinidad del agua.	%
			o Batimetría del emplazamiento.	N.A.
			o Crecimiento biológico de organismos.	mm
		EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE VIENTO.	o Velocidad del viento media en sus 10 valores mínimos extremos.	m/s
			o Velocidad del viento media en sus 10 valores mínimos extremos.	m/s
			o Función de la densidad de probabilidad de la velocidad del viento: $p(V_{hub})$	$p(V_{hub})$
			o Desviación estándar de la turbulencia ambiente.	Desviación Estándar
			o Cortadura del viento.	N.A.
			o Densidad del aire: se aplica la norma ISO 2533:1975 en caso de falta de datos.	kg/m3
		EVALUACIÓN DE LAS OLAS.	o Altura significativa de altura de ola con un periodo de recurrencia de 50 años (asumiendo un periodo de referencia de 3 horas (Hs,50) y los rangos asociados de periodos espectrales de pico de ola).	m
			o Altura significativa de altura de ola con un periodo de recurrencia de 1 año (asumiendo un periodo de referencia de 3 horas (Hs,1) y los rangos asociados de periodos espectrales de pico de ola).	m
			o Altura de ola individual extrema con un periodo de recurrencia de 50 años (H,50).	m
			o Altura de ola individual extrema con un periodo de recurrencia de 1 año (H,1).	m
			o Altura de ola individual reducida con un periodo de recurrencia de 50 años (HRED,50).	m
			o Altura de ola individual reducida con un periodo de recurrencia de 1 años (HRED,1).	m
			o Altura de cresta de ola extrema con un periodo de recurrencia de 50 años.	m
		EVALUACIÓN DE LAS CORRIENTES MARINAS.	o Velocidades extremas de corrientes marinas en la superficie del mar con una recurrencia de entre 1 y 50 años.	m/s
			o Variaciones de la velocidad de la corriente marina con la profundidad.	m/s
		EVALUACIÓN DEL NIVEL DEL AGUA, DE LAS MAREAS Y DE LA APARICIÓN DE TORMENTAS.	o Nivel del mar medio (MSL).	m
			o Marea astronómica más alta (HAT).	m
			o Marea astronómica más baja (LAT).	m
			o Nivel de agua más alto incluyendo la posibilidad de aparición de tormenta (HSWL).	m
			o Nivel de agua más bajo incluyendo sin la posibilidad de aparición de tormenta (LSWL).	m
		EVALUACIÓN DEL HIELO EN EL MAR.	o Espesor de hielo (H) con un periodo de recurrencia de 50 años.	mm
			o Resistencia del hielo a agrietamientos.	N
			o Riesgo de aparición de témpanos producidos por la corriente o el viento.	N.A.
			o Riesgo de fuerzas inducidas por las fluctuaciones del nivel del agua.	N
			o Frecuencia de concentración de hielo.	N.A.
		EVALUACIÓN DE CRECIMIENTO BIOLÓGICO DE ORGANISMOS.	• Evaluación de Crecimiento biológico de organismos.	mm
		EVALUACIÓN DE MOVIMIENTOS DEL FONDO MARINO Y DE DESPLAZAMIENTOS DE MATERIALES (SCOUR).	o Estudios de configuración geológica y batimétrica del suelo marino.	N.A.
			o Fallos de derrumbamiento de pendientes.	N.A.
			o Deslizamientos de materiales del fondo marino.	N.A.
			o Fallos en cavidades subterráneas.	N.A.
			o Fenómenos de erosión.	N.A.
			o Procesos de licuefacción del fondo marino.	N.A.
			o Extensión de las áreas de desplazamientos de materiales (Scour): se analizarán los registros previos existentes de áreas próximas y con similares condiciones de fondo marino; se llevarán a cabo modelos teóricos de ensayos y cálculos calibrados procedentes de modelos teóricos o de prototipos.	N.A.

Figura 2.4.65. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de los emplazamientos eólicos del aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; fabricantes de aerogeneradores; IEC 61400-3 y IEC 61400-1; DNV; ISO; CENER; IDAE; MYTIC; Risoe.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: EMPLAZAMIENTO	CARACTERIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO MARINO Y EVALUACIONES DE PARÁMETROS TÉCNICOS SEGUN NORMA IEC 61400-3 (PUNTO 12)	EVALUACIÓN DE EFECTOS DE ESTELAS DE AEROGENERADORES OFFSHORE PRÓXIMOS.	• Evaluación de efectos de estelas de aerogeneradores Offshore próximos de acuerdo a los requerimientos de la norma IEC 61400-1.	N.A.
		EVALUACIÓN DE OTRAS CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES.	o Rangos de temperaturas del aire normales y extremas.	°C
			o Granizo y nieve.	N.A.
			o Humedad	%
			o Rayos	N.A.
			o Radiación solar.	N.A.
			o Sustancias químicas activas.	N.A.
			o Grado de Salinidad.	%
			o Densidad del agua.	kg/m3
			o Rango de temperaturas del agua del mar.	°C
		EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE LOS TERREMOTOS.	• Evaluación de las condiciones de los terremotos: se evaluarán las probabilidades de ocurrencia y sus efectos de acuerdo a los requerimientos de la norma IEC 61400-1.	N.A.
		EVALUACIÓN DE LOS DATOS DE PERIODOS DE VIENTO Y DE PERIODOS DE CLIMATOLOGÍA.	• Evaluación de los datos de periodos de viento (con viento y sin viento) y de periodos de climatología (periodos de calma y de inestabilidad, tormentas, etc.).	N.A.
		EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DEL SUELO MARINO.	o Evaluación geológica del emplazamiento en el lecho marino.	N.A.
			o Evaluación batimétrica del fondo marino incluyendo el registro de la existencia de cantos rodados, dunas de arena y obstrucciones en el lecho marino.	N.A.
			o Investigación geofísica del lecho marino.	N.A.
			o Investigación geotécnica incluyendo ensayos in-situ en el lecho marino y ensayos en laboratorio (material procedente de catas del lecho marino: el número de catas y su profundidad estará en función del número de aerogeneradores Offshore a instalar y de la extensión del emplazamiento marino).	N.A.
			o Datos actuales de la geología de la región.	N.A.
			o Datos de la clasificación del suelo marino y descripción de sus características.	N.A.
			o Parámetros de resistencia a la cortadura del suelo marino.	N.A.
			o Propiedades de deformación del suelo marino.	N.A.
			o Permeabilidad del suelo marino.	N.A.
			o Parámetros de rigidez y de humedad para realizar la predicción de las propiedades dinámicas de la estructura del aerogenerador Offshore.	N.A.
			o Liquefacción potencial del material del lecho marino.	N.A.
			o Condiciones de asentamiento en el largo plazo de la estructura de la plataforma marina sobre el lecho marino y del suelo circundante.	N.A.
			o Características de estabilidad del suelo marino.	N.A.
			o Características hidráulicas de estabilidad del suelo marino.	N.A.
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS FUNDAMENTALES DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE: FACTORES TÉCNICOS DE INFLUENCIA.	RÉGIMEN DE VIENTO	Recurso eólico: media anual m/s.	m/s
		POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE	Velocidad media (m/s).	m/s
			Potencia del viento: Wm2	W/m2
			Direcciones de viento predominantes.	N.A.
			Turbulencias del viento en el emplazamiento y su intensidad.	N.A.
			Perfil vertical del viento: perfil de alturas a las que el viento presenta unas características de régimen de viento adecuadas para el aerogenerador.	N.A.
		ROSA DE LOS VIENTOS	Comportamiento direccional del viento	N.A.
			Probabilidad de la velocidad del viento	N.A.
			Perfil vertical de viento	N.A.
			Variación de la velocidad del viento con la altura	N.A.
			Densidad del viento (kg/m3): viene dada según el Gráfico de distribución de Rayleigh.	kg/m3
			Direcciones del viento.	N.A.
			Frecuencia del viento (%).	%
			Velocidad media del viento (m/s).	m/s
		OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE	Obstáculos para el viento en el emplazamiento: naturales o artificiales.	N.A.
		POTENCIA EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE	Velocidad media del viento (m/s).	m/s
			Densidad del aire (kg/m3).	kg/m3
			Curva de potencia del aerogenerador seleccionado.	Mw / m/s
			Disposición física de los aerogeneradores en el emplazamiento: distancias entre ellos, tipo de retícula o distribución geométrica sobre el mar, etc.	N.A.
			Factor de capacidad del parque (kW/h): viene definida por la siguiente fórmula. Factor de capacidad = E / E_{max} (E _{max} = energía máxima que puede producirse en un parque a la potencia máxima en kW/h.; E = Producción de energía real anual).	kW/h
		FUENTES DE INFORMACIÓN DE LA ZONA DEL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE: VIENTO Y SUS CARACTERÍSTICAS	Instituto Nacional de Meteorología (INM).	N.A.
			Atlas europeo de los recursos eólicos disponibles en Europa: publicado por el laboratorio danés Risoe.	N.A.
			Mapas eólicos de las comunidades autónomas en España, Ministerio de Industria e IDAE.	N.A.

Figura 2.4.66. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de los emplazamientos eólicos del aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; fabricantes; IEC 61400-3 y IEC 61400-1; DNV; ISO; CENER; IDAE; MYTIC; Risoe.)

En el Anexo 2.4.3.1.6. se desarrollan en detalle las características técnicas relativas al emplazamiento Offshore.

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor sobre las características técnicas de los emplazamientos eólicos como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y en la bibliografía consultada referenciada anteriormente (DNV, IEC, ISO) y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore son las siguientes: las características técnicas del emplazamiento marino y su selección se perfilan como uno de los factores fundamentales en sí mismos en cuanto a la rentabilidad de un proyecto eólico Offshore al estar relacionado, entre otros aspectos, con la velocidad media del parque eólico y el factor de potencia del mismo. En capítulo 4 de la tesis doctoral se procederá a realizar una evaluación de discriminación de los principales factores técnicos fundamentales en relación con los emplazamientos marinos para la aplicación con aerogeneradores Offshore.

Características técnicas generales del sistema de control.

El sistema de control de un aerogenerador es diferente en función de la potencia del mismo: para aerogeneradores Offshore es un sistema complejo debido a la multitud de parámetros a medir y controlar (mediante sistemas eléctricos, electrónicos, mecánicos, etc.). Las características técnicas del sistema de control de un aerogenerador Offshore son asimilables a las de los aerogeneradores Onshore (CENER), tal y como se han definido en el punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore, en lo relativo al sistema de control del aerogenerador, donde se indican los factores técnicos sintetizados en una matriz, así como en el Anexo 2.4.2.4.2.2. La diferencia principal se presenta en los aspectos específicos relativos al emplazamiento marino y a las condiciones medioambientales en el mar. Estos condicionantes específicos que afectan al sistema de control del aerogenerador Offshore son fundamentalmente los siguientes (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.):

- El emplazamiento marino: la distancia a la costa afecta al sistema de transmisión de los datos por medio de fibra óptica en el interior del cable submarino hasta los centros de control en tierra. Adicionalmente presenta un impacto económico por el coste del cable submarino.
- Las condiciones del entorno medioambiental marino: afectan a los tipos de protección contra la corrosión y a las condiciones de operación de los componentes eléctricos y electrónicos.

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor de la tesis sobre las características técnicas de los sistemas de control de los aerogeneradores Offshore, basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore, son las siguientes: las características técnicas del sistema de control de los aerogeneradores Offshore y su selección se perfilan como uno de los factores fundamentales en sí mismos, en cuanto a valor añadido para los clientes finales y en cuanto a la optimización del funcionamiento de los mismos garantizándose la mayor rentabilidad posible de un proyecto eólico. En el capítulo 4 se procederá a realizar una evaluación de discriminación y selección de los principales factores técnicos fundamentales en relación con el sistema de control de los aerogeneradores Offshore.

Características técnicas generales de la instalación y montaje en el emplazamiento marino.

La definición de parque eólico Offshore (EWEA) indica que es la agrupación de varios aerogeneradores de tipo Offshore, en un emplazamiento determinado en el mar, con un punto de conexión a la red eléctrica que disponga de autorización administrativa y código de registro definitivo en el régimen especial de cada país.

Un parque eólico marino está constituido por los siguientes elementos:

- Aerogeneradores Offshore.
- Plataformas marinas ancladas al fondo del mar o de tipo flotante, sobre las cuales se monta el aerogenerador Offshore.

- Las líneas eléctricas de cable submarino que interconectan los aerogeneradores con una subestación marina en el parque marino.
- Sub-estación de transformación marina instalada en el parque Offshore: realiza la conexión de los aerogeneradores del parque con la estación de transformación marina por medio de cables submarinos tipo *Array*. A su vez esta subestación conecta el parque eólico marino con tierra por medio de un cable submarino del tipo *Export* (alta tensión: con corriente alterna o continua) tendido a través del lecho del mar. El cable submarino se conecta en la costa con una subestación de tierra (con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a la red eléctrica: transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS, etc.), y desde allí se conecta a su vez a una red de transporte terrestre de energía eléctrica en alta tensión a través de los tendidos de distribución de energía a los centros industriales, rurales y urbanos.

Todos los parques eólicos marinos instalados hasta el año 2012 están conectados a la red eléctrica general y se instalan en zonas marinas de las costas del mar del norte en Europa, en el mar Báltico y varios parques marinos en China, con un recurso eólico donde la velocidad del viento es adecuada para la rentabilización de las inversiones en parques marinos Offshore (EWEA, BTM).

El proceso completo de instalación y montaje en el emplazamiento en el mar de un aerogenerador Offshore incluye una serie de actividades adicionales a las propias de la instalación física, que configuran el ciclo de desarrollo de un parque eólico marino. En la Figura 2.4.67. se describen las fases de desarrollo estándar de un parque eólico marino que en síntesis presentan dos fases diferenciadas que son las siguientes (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC et al.):

- **Desarrollo técnico y administrativo del parque eólico Offshore:** presenta una duración media estimada de ejecución de entre cuatro y cinco años como mínimo. Las principales actividades a realizar son la selección del emplazamiento del parque eólico Offshore, la realización de la campaña de medición de vientos en el emplazamiento marino y la fase de obtención de permisos administrativos para la instalación del parque eólico en el emplazamiento marino.
- **Instalación del parque eólico Offshore:** presenta una duración media estimada de ejecución de entre 14 y 18 meses. Las principales actividades a desarrollar se enumeran a continuación:
 - Carga en puerto en un barco de transporte o en una plataforma de transporte y montaje de los componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor y palas) y de los componentes de la plataforma marina (mono-pilote, estructura metálica, etc.).
 - Transporte en barco o en plataforma de montaje (autopropulsada como barco-plataforma o remolcada por otro barco) de los componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor y palas) y de los componentes de la plataforma marina.
 - Instalación en el emplazamiento marino de la plataforma marina con su cimentación y anclaje en el lecho del mar.
 - Instalación de los de los componentes de cada aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor y palas), o en su defecto el montaje en una sola operación del aerogenerador Offshore completo sobre la plataforma marina.

CICLO DE DESARROLLO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE					
FASE DE DESARROLLO	DESARROLLO DEL PARQUE EOLICO OFFSHORE			INSTALACION DEL PARQUE EOLICO OFFSHORE	
DURACION (ESTIMADA)	4 A 5 AÑOS			14 A 18 MESES	
ACTIVIDAD	SELECCION DEL EMPLAZAMIENTO	CAMPAÑA DE MEDICION DE VIENTOS	PERMISOS ADMINISTRATIVOS DE INSTALACION DEL PARQUE EOLICO	OBRA CIVIL	INSTALACION DE AEROGENERADORES OFFSHORE EN PARQUE MARINO
DURACION (ESTIMADA)	6 MESES	2 AÑOS	2 AÑOS	12 MESES	2 A 6 MESES

Figura 2.4.67. Esquema del tiempo medio estimado de ciclo de la instalación en un emplazamiento marino de un parque eólico Offshore (Fuente: Elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores Offshore).

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada (capítulo 6), se han identificado las principales características técnicas relativas a la instalación y montaje en parques marinos de los aerogeneradores Offshore, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a instalación y montaje en el emplazamiento final de un aerogenerador Offshore (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; EWEA; Risoe):

- Características técnicas generales: ciclo de desarrollo de un parque eólico Offshore / instalación eólica en el mar. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.68., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Desarrollo técnico y administrativo del parque eólico Offshore.
 - Instalación del parque / instalación eólica Offshore.
 - Tipología de las instalaciones eólicas de aerogeneradores Offshore.
- Características técnicas de los emplazamientos de las instalaciones de parques eólicos Offshore. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.69. donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Diseño de un parque eólico marino Offshore.
- Características técnicas: montaje de los aerogeneradores en el emplazamiento marino (parque o emplazamiento aislado). Se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de las Figuras 2.4.69., 2.4.70., 2.4.71. y 2.4.72., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Medios de transporte en tierra para los grandes componentes del aerogenerador Offshore (palas, nacelle, tramos de torre).
 - Logística y transporte en el medio marino del aerogenerador Offshore y de sus componentes.
 - Operaciones de carga en el barco o plataforma de los componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor, palas, estructura metálica de la plataforma, elementos de las cimentaciones del lecho marino).
 - Tipos de transporte marítimo de componentes de aerogenerador Offshore.
 - Características técnicas de cada tipo de barco: barcos de transporte principal.
 - Características técnicas de cada tipo de barco: barcos de transporte auxiliares.
 - Montaje e instalación de la plataforma marina en el emplazamiento marino: cimentación del fondo marino.
 - Montaje e instalación de la plataforma marina en el emplazamiento marino:
 - Montaje e instalación de la plataforma marina en el emplazamiento marino: procesos de montaje en el emplazamiento marino del aerogenerador Offshore sobre la plataforma marina.
 - Montaje y rutado en el lecho marino de los cables submarinos de conexión a la red.
 - Montaje e instalación de la subestación de transformación marina en el parque Offshore.
- Características técnicas de los procesos de montaje en el emplazamiento marino: montaje de torre metálica de tramos de acero. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.73., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Unión de los tramos de la torre metálica a la plataforma marina: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
 - Unión de los tramos de la torre: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
- Características técnicas de los procesos de montaje en el emplazamiento marino: montaje de torre de hormigón. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.73., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Unión de los tramos de la torre de hormigón a la plataforma marina: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.

- Características técnicas de los procesos de montaje en el emplazamiento marino: montaje de nacelle y rotor. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.73., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Montaje de nacelle: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
 - Montaje de rotor en nacelle: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
- Características técnicas de los procesos de montaje en el emplazamiento marino: montaje de palas en el rotor. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.73., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Montaje de las palas en el rotor: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
- Características técnicas de los procesos de montaje en el emplazamiento marino: operaciones de montaje del aerogenerador. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.74., donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Operaciones de montaje del aerogenerador: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.
 - Puesta en marcha de los aerogeneradores y del parque eólico Offshore.
- Estrategias de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.75. y 2.4.76. donde se indican las principales características técnicas generales de instalación y montaje, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Opción 1 (pre-montaje en puerto).
 - Opción 2 (montaje directamente en el emplazamiento Offshore).
 - Opción 3 (trasvase y montaje en el emplazamiento Offshore).
 - Opción 4 (pre-montajes en puerto auxiliar).
 - Comisionado y recepción del parque marino: norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009) punto 14.
 - Características específicas asociadas a la instalación y al montaje de los aerogeneradores Offshore.
 - Tendencias actuales en el año 2012 en el sector naval.
 - Factores técnicos de influencia en las plataformas de transporte y barcos de transporte y montaje de aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	CICLO DE DESARROLLO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE / INSTALACIÓN EÓLICA EN EL MAR	DESARROLLO TÉCNICO Y ADMINISTRATIVO DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE	Duración media de ejecución estimada del proyecto: entre 4 y 5 años.	Años
			Selección del emplazamiento del parque eólico Offshore.	Meses
			Realización de la campaña de medición de vientos en el emplazamiento.	Años
			Fase de obtención de permisos administrativos para la instalación del parque eólico.	Años
		INSTALACIÓN DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE / INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE	Duración media de ejecución estimada: entre seis y nueve meses.	Meses
			Operaciones de transporte desde tierra hasta el emplazamiento marino.	Días
			Realización de la obra civil en el emplazamiento (Cimentaciones e instalación de la plataforma): duración en meses.	Meses
		TIPOLOGÍA DE LAS INSTALACIONES EÓLICAS DE AEROGENERADORES OFFSHORE	Instalación de los aerogeneradores Offshore en su ubicación final en el emplazamiento marino.	Meses
			Instalaciones eólicas Offshore Aisladas: su objeto es generar electricidad en lugares remotos para realizar el abastecimiento para autoconsumo. No existen actualmente parques marinos en redes aisladas.	N.A.
			Parques eólicos Offshore: están conectados a la red eléctrica general en tierra por medio de una subestación marina y de cables submarinos de conexión con la subestación en tierra.	N.A.
			Elementos que constituyen un parque eólico marino:	N.A.
			• Aerogeneradores Offshore. • Plataformas marinas ancladas al fondo del mar o de tipo flotante, sobre las cuales se monta el aerogenerador Offshore. • Las líneas eléctricas de cable submarino que interconectan los aerogeneradores con una subestación marina en el parque marino. • Subestación de transformación marina instalada en el parque Offshore: realiza la conexión del parque eólico marino con tierra, por medio de cable submarino tendido a través del lecho del mar, donde se conecta con una subestación de tierra (con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a red: transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS, etc.), y desde allí a una red de transporte de energía eléctrica en alta tensión a través de los tendidos de distribución de energía a los centros industriales, rurales y urbanos.	

Figura 2.4.68. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes; ECN Engels, W. et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EMPLAZAMIENTOS DE LAS INSTALACIONES DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE	DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO OFFSHORE	• Diseño de la campaña de medidas de viento en el emplazamiento marino.	N.A.
			• Determinación del número y de la posición en el emplazamiento marino de las torres meteorológicas de medida de la velocidad del viento.	N.A.
			o Tratamiento estadístico de los datos de viento.	N.A.
			o Modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos marinos mediante un modelo de campo de viento.	N.A.
			o Diseño del parque eólico Offshore a partir de los resultados de la modelización anterior.	N.A.
			o Cálculo de la producción energética del parque eólico Offshore a partir del diseño de parque marino: el diseño final de parque será aquel en el que se alcance la máxima producción energética minimizando las pérdidas por efecto de estelas.	N.A.
			• Ubicación en el emplazamiento marino de cada una de las posiciones de los aerogeneradores Offshore y comprobación de la viabilidad física de la instalación: malla o estructura reticular es la distribución seleccionada para los parques marinos.	N.A.
			• Cumplimiento de las normativas nacionales y locales en el emplazamiento del parque marino: distancias mínimas de lugares habitados, áreas marinas con protección ambiental especial, zonas de rutas marinas comerciales, zonas de explotación pesquera, etc.	N.A.
			o Configuración del parque eólico Offshore: las características eléctricas del parque marino definen su comportamiento desde el punto de vista técnico dentro de la conexión a la red eléctrica general. Se incluyen dentro de la configuración del parque eólico marino los aerogeneradores Offshore, las líneas eléctricas submarinas, los transformadores, las subestaciones y cualquier otro elemento que tenga influencia sobre el comportamiento eléctrico del parque eólico Offshore.	N.A.
			o Realización de la campaña de medidas del viento en el emplazamiento marino: el periodo de desarrollo de esta fase tiene una duración media de unos 2 años.	N.A.
			o Selección del emplazamiento final del parque eólico Offshore: el periodo de desarrollo de la selección del emplazamiento final es de 6 meses de media en el caso de aerogeneradores Offshore.	N.A.
			o Permisos de instalación del parque eólico Offshore: esta fase tiene una duración media de 2 años e implica la autorización de la administración local y regional en la que se ubica el emplazamiento marino.	N.A.
			o Obra civil del emplazamiento marino e instalación de la plataforma marina: esta fase tiene una duración media de 12 meses.	N.A.
			o Instalación y montaje del aerogenerador Offshore sobre la plataforma marina: esta fase tiene una duración media de 2 a 6 meses.	N.A.
			• Accesos al emplazamiento marino: se deben definir las rutas marítimas y sistemas de transporte empleados (tipología de barcos, plataformas de montaje, grúas flotantes, etc.). Asimismo es necesaria la obtención de permisos de operación y de uso de las vías marítimas hasta el emplazamiento marino, los cuales deberán ser expedidos por las autoridades portuarias correspondientes.	N.A.
			• Montaje de los aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino: esta fase tiene una duración media estimada de unos 2 a 6 meses.	N.A.
	MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO (PARQUE O EMPLAZAMIENTO AISLADO)	MEDIOS DE TRANSPORTE EN TIERRA PARA LOS GRANDES COMPONENTES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE (PALAS, NACELLE, TRAMOS DE TORRE).	Medios de transporte para los grandes componentes (Palas, Nacelle, Tramos de torre):	m / toneladas
			• Transporte estándar por carretera: < 70 Toneladas.	
			• Transporte especial por carretera: camiones especiales con vehículos de señalización delante y detrás del transporte.	
			• Transporte por ferrocarril: la limitación viene dada por las dimensiones de anchura (m) y longitud (m en el caso de las palas) y una limitación del peso máximo de un componente de aerogenerador (100 toneladas máximo).	m / toneladas
			• Mínima anchura de carreteras: 9,1 a 10,5 m.	m
			• Máxima altura de transporte en carretera: como referencia es 4600 mm en España, 4900 m en Reino Unido y 4500 mm en Alemania.	mm
			• Mínima radio de giro: el estándar se considera 30 m.	m
			• Medios de izado de componentes en tierra: grúas estándar, grúas especiales, polipastos.	N.A.
			• Procesos de pre-montajes y de montaje en la zona portuaria previa a la carga en barco del aerogenerador Offshore: se realizan sobre los sub-componentes principales del aerogenerador como son la torre, Nacelle, Rotor, Palas, Sub-componentes (Tren de potencia, eje principal, tramos de torre, subconjuntos de nacelle, módulos de refrigeración, generador, etc.).	Nm
			o Pares de apriete de uniones atornilladas: Nm.	
			o Protección contra la corrosión en puerto: por medio de embalajes especiales para la corrosión marina.	
		LOGÍSTICA Y TRANSPORTE EN EL MEDIO MARINO DEL AEROGENERADOR OFFSHORE Y DE SUS COMPONENTES.	• Procesos de descarga y de carga de los principales sub-componentes del aerogenerador en la zona portuaria:	m/s / Toneladas
			o velocidad de viento máxima para proceder a la descarga (m/s).	
			o Máxima capacidad de izado de las grúas del puerto: toneladas.	
			• Procesos de inspección y verificación del aerogenerador Offshore y de sus componentes, una vez montados sobre el barco de transporte antes de la partida hacia el emplazamiento.	N.A.
			o Máxima velocidad del viento para operaciones de instalación: m/s.	m/s
			o Máxima altura significativa de olas del mar: m.	m
		OPERACIONES DE CARGA EN EL BARCO O PLATAFORMA DE LOS COMPONENTES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE (TORRE, NACELLE, ROTOR, PALAS, ESTRUCTURA METÁLICA DE LA PLATAFORMA, ELEMENTOS DE LAS CIMENTACIONES DEL LECHO MARINO).	o Nivel de variación máxima del nivel del mar: m.	m
			o Temperatura atmosférica: °C.	°C
			o Máxima velocidad del viento para operaciones de mantenimiento: m/s.	m/s
			o Desplazamiento de carga del barco: toneladas métricas.	Toneladas
			o Velocidad de viento máxima para proceder a la carga (m/s): 18 m/s.	18 m/s
			o Velocidad de desplazamiento de las grúas: m/s.	m/s
			o Máxima capacidad de izado de las grúas del puerto: toneladas.	Toneladas
			o Dimensiones del área de carga: m.	m
			o Diámetro de giro de las grúas en el puerto: m.	m

Figura 2.4.69. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes; ECN Engels, W. et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO (PARQUE O EMPLAZAMIENTO AISLADO)	TIPOS DE TRANSPORTE MARÍTIMO DE COMPONENTES DE AEROGENERADOR OFFSHORE	o <u>Barcos de instalación de plataformas marinas (tipo mono-pilote, base de gravedad, Jacket, tripode) y cimentaciones en el lecho marino</u> : pueden utilizar las tipologías de barcos siguientes. <input type="checkbox"/> Barcos de transporte principal tipo Jackup. <input type="checkbox"/> Barcos de transporte principal tipo Jackup arrastrado. <input type="checkbox"/> Barcos con grúas auxiliares en plataformas flotantes.	N.A.
			o <u>Barcos de instalación de aerogeneradores Offshore y de subestaciones de transformación marinas</u> : pueden utilizar las tipologías de barcos siguientes. <input type="checkbox"/> Barcos de transporte principal tipo Jackup. <input type="checkbox"/> Barcos de transporte principal tipo Jackup arrastrado. <input type="checkbox"/> Barco tipo Jackup anclado <input type="checkbox"/> Barco tipo Semi-Jackup <input type="checkbox"/> Barcos auxiliares de todo tipo.	N.A.
			o <u>Barcos de instalación y de rutado del cable submarino</u> : utilizan un barco especial tipo Jackup arrastrado más un barco de arrastre.	N.A.
			o <u>Barcos de servicios auxiliares</u> : pueden utilizar todas las tipologías de barcos auxiliares para la realización de funciones como grúas, transporte logístico, talleres de reparación, personal de reparación y mantenimiento, barco-hotel.	N.A.
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO (PARQUE O EMPLAZAMIENTO AISLADO)	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CADA TIPO DE BARCO: BARCOS DE TRANSPORTE PRINCIPAL	o <u>Barco tipo Jackup</u> : es un barco de transporte de tipo plataforma con capacidad de navegación y dotado con pilotes desplegados de anclaje al fondo marino y dotado de grúas principales para realizar todo el montaje de los componentes del aerogenerador en el emplazamiento marino. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. • Carga desplazada: toneladas métricas. • Velocidad de transporte estimada: km/h. • Capacidad de izado: toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m.	N.A.
			o <u>Barco tipo Jackup arrastrado</u> : es una plataforma de transporte sin capacidad de navegación, que debe ser arrastrado por un barco remolcador, dotado con pilotes desplegados de anclaje al fondo marino y dotado de grúas principales para realizar todo el montaje de los componentes del aerogenerador en el emplazamiento marino. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. • Carga desplazada: toneladas métricas. • Velocidad de transporte estimada: km/h. • Capacidad de izado: hasta 50 toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m.	N.A.
			o <u>Barco tipo Jackup anclado</u> : es una plataforma de transporte con capacidad de navegación, dotado con un sistema de anclaje al fondo marino y dotado de grúas principales para realizar todo el montaje de los componentes del aerogenerador en el emplazamiento marino. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. • Carga desplazada: toneladas métricas. • Velocidad de transporte estimada: km/h. • Capacidad de izado: hasta 50 toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m.	N.A.
			o <u>Barco tipo Semi-Jackup</u> : es un barco de transporte convencional con capacidad de navegación y dotado con pilotes desplegados de anclaje al fondo marino y dotado de grúas principales para realizar todo el montaje de los componentes del aerogenerador en el emplazamiento marino. Presenta la desventaja que debido al efecto de las mareas altas, cada 2 horas es necesario moverlo y reposicionarlo. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. • Carga desplazada: toneladas métricas. • Velocidad de transporte estimada: km/h. • Capacidad de izado: hasta 50 toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m.	N.A.

2.4.70. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes de aerogeneradores; ECN Engels, W. et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EOLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACION Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO (PARQUE O EMPLAZAMIENTO AISLADO)	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CADA TIPO DE BARCO: BARCOS DE TRANSPORTE AUXILIARES	o <u>Grúas auxiliares</u> : están instaladas en barcos de soporte auxiliares y presentan una limitación en el tonelaje de izado de la grúa sin llegar a tener capacidad para la elevación de componentes hasta la altura de montaje del rotor. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de desplazamiento estimada: km/h. • Capacidad de izado: hasta 50 toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m. 	N.A.
			o <u>Grúas auxiliares en plataformas flotantes</u> : están instaladas sobre plataformas de transporte que son arrastradas por barcos de arrastre y pueden tener grúas con gran capacidad de izado para la elevación de componentes hasta la altura de montaje del rotor. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de desplazamiento estimada: km/h. • Capacidad de izado: toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m. 	N.A.
			o <u>Barcos auxiliares de soporte a las operaciones de instalación</u> : disponen de grúas auxiliares de reducida capacidad de izado aptas para realizar operaciones auxiliares al montaje de los grandes componentes del aerogenerador Offshore. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de desplazamiento estimada: km/h. • Capacidad de izado: toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m. 	N.A.
			o <u>Barcos auxiliares con plataformas de acceso</u> : disponen de plataformas de acceso desplegables aptas para aproximarse a la plataforma marina para realizar operaciones de aprovisionamiento, mantenimiento y reparación de averías. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de desplazamiento estimada: km/h. • Capacidad de izado: toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m. 	N.A.
		MONTAJE E INSTALACIÓN DE LA PLATAFORMA MARINA EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO: CIMENTACIÓN DEL FONDO MARINO	o <u>Preparación del lecho marino mediante aplanamiento del mismo</u> : aplica a todas las plataformas y en especial a la del tipo base de gravedad y los factores técnicos que influyen son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> ☐ Maquinaria de aplanado del fondo marino. ☐ Fuerza necesaria para desplazamiento de material y aplanado: N. 	N
			o <u>Taladrado del fondo marino</u> : aplica a todas las plataformas del tipo ancladas al fondo marino y los factores técnicos que influyen son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> ☐ Longitud de la herramienta de taladrado: m. ☐ Diámetro de la herramienta de taladrado: mm. ☐ Fuerza de taladrado necesaria: N. ☐ Tiempo de taladrado: segundos. 	N.A.
			o <u>Descarga y posicionamiento del material de protección (Scour)</u> : en el lecho marino se descarga material con objeto de proteger la base de la plataforma de desplazamientos del lecho marinos que pueden afectar a su estabilidad. Los factores técnicos que influyen son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> ☐ Tipo de material de protección: grava u otros. ☐ Peso del material descargado: toneladas. ☐ Diámetro de extensión del material de protección en el lecho marino: m. 	N.A.
		MONTAJE E INSTALACIÓN DE LA PLATAFORMA MARINA EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO: MONTAJE DE LA PLATAFORMA MARINA	o <u>Descarga de la plataforma marina desde el barco de transporte</u> : mediante grúas se procederá a la descarga de la plataforma en la que tienen influencia los siguientes parámetros técnicos. <ul style="list-style-type: none"> ☐ Capacidad de izado de las grúas: toneladas. ☐ Altura máxima de izado de la descarga: m. ☐ Radio de trabajo: m. ☐ Velocidad de izado de las grúas: m/s. ☐ Velocidad máxima del viento en el emplazamiento para operaciones de descarga: m/s. 	N.A.
			o <u>Instalación de la plataforma marina en el lecho marino</u> : Inserción del pilar de la plataforma (Plataforma tipo mono-pilote) en el agujero taladrado en el fondo marino: <ul style="list-style-type: none"> ☐ Fuerza de inserción de la plataforma: N. ☐ Velocidad de inserción: m/s. ☐ Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados. 	N.A.
			o <u>Instalación de la plataforma marina en el lecho marino</u> : Inserción de la base cimentada (plataforma tipo base de gravedad) sobre el lecho marino: <ul style="list-style-type: none"> ☐ Fuerza de asentamiento ejercida por la maquinaria de instalación: N. ☐ Planitud sobre el eje horizontal: mm. ☐ Ángulo de posicionamiento respecto a la vertical: grados. 	N.A.
			o <u>Instalación de la plataforma marina en el lecho marino</u> : Inserción de los pilotes de anclaje de la plataforma al lecho marino (plataforma tipo Jacket, tipo Trípod y anclajes de las plataformas flotantes). <ul style="list-style-type: none"> ☐ Fuerza de inserción de la plataforma: N. ☐ Velocidad de inserción: m/s. ☐ Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados. ☐ Comprobación de la verticalidad de la plataforma: ángulo. ☐ Comprobación del anclaje al lecho marino según la especificación: chequeo de inserción de los pilotes. ☐ Planitud de la base de la plataforma: mm. 	N.A.
			o <u>Montaje de la estructura de transición entre la plataforma marina y el aerogenerador Offshore</u> : es una estructura metálica de unión entre la base de la estructura metálica de la plataforma marina y la base de la torre del aerogenerador Offshore. Las características técnicas de la unión desde el punto de vista del montaje son: <ul style="list-style-type: none"> o Par de apriete de las uniones atornilladas: Nm. o Planitud de la unión en la base: mm. 	Nm / mm

Figura 2.4.71. Matriz de síntesis (IV) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes; ECN Engels, W. et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO (PARQUE O EMPLAZAMIENTO AISLADO)	MONTAJE E INSTALACIÓN DE LA PLATAFORMA MARINA EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO: PROCESOS DE MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO DEL AEROGENERADOR OFFSHORE SOBRE LA PLATAFORMA MARINA.	o Operación de instalación de la fijación al fondo marino de los pilotes de anclaje del barco o del barco-plataforma de instalación.	N.A.
			<u>Descarga del aerogenerador sobre la plataforma marina desde el barco de instalación:</u> mediante las grúas principales se procederá a la descarga del aerogenerador sobre la plataforma en la que tienen influencia los siguientes parámetros técnicos. <input type="checkbox"/> Capacidad de izado de las grúas: toneladas. <input type="checkbox"/> Altura máxima de izado de la descarga: m. <input type="checkbox"/> Radio de trabajo: m. <input type="checkbox"/> Velocidad de izado de las grúas: m/s. <input type="checkbox"/> Velocidad máxima del viento en el emplazamiento para operaciones de descarga: m/s.	N.A.
			<u>Instalación del aerogenerador sobre la plataforma marina:</u> mediante grúas se procederá a llevar a cabo las siguientes operaciones de montaje sobre las que tienen influencia los siguientes parámetros técnicos. <input type="checkbox"/> Inserción de la base de la torre sobre los puntos de montaje sobre la pieza de unión intermedia entre la plataforma marina y el aerogenerador. <input type="checkbox"/> Velocidad de las grúas: m/s. <input type="checkbox"/> Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados. <input type="checkbox"/> Par de apriete de las uniones atornilladas: Nm. <input type="checkbox"/> Velocidad máxima del viento en el emplazamiento para operaciones de descarga: m/s. <input type="checkbox"/> Existencia de elementos meteorológicos inusuales: heladas, granizo, olas de gran altura, mareas con oscilaciones extremas, vientos muy fuertes, rayos, terremotos, etc.	N.A.
			o <u>Condiciones medioambientales límites para la instalación:</u> deberán ser establecidas por el fabricante del aerogenerador Offshore para poder proceder a la instalación en el parque marino y se deberán asegurar como mínimo las condiciones adecuadas para la instalación de los siguientes parámetros. <input type="checkbox"/> Velocidad del viento: m/s. <input type="checkbox"/> Nieve y hielo. <input type="checkbox"/> Temperatura ambiente: °C. <input type="checkbox"/> Rayos. <input type="checkbox"/> Visibilidad: m. <input type="checkbox"/> Lluvia: m3. <input type="checkbox"/> Altura de las olas: m. <input type="checkbox"/> Profundidad mínima del agua para poder operar: m.	N.A.
			• <u>Procesos de inspección y verificación del aerogenerador Offshore una vez montado sobre la plataforma marina:</u> se llevará a cabo una inspección mediante una lista de chequeo con objeto de controlar los parámetros técnicos principales en cuanto al montaje del aerogenerador: pares de apriete, horizontalidad y plenitud de la base de la torre, unión de palas al rotor, unión del rotor a la nacelle, presurización de la nacelle, etc.	N.A.
			• <u>Procedimientos de seguridad de las personas:</u> deberá existir un manual de procedimientos de seguridad e higiene del personal y de los operarios de instalación y montaje.	N.A.
		MONTAJE Y RUTADO EN EL LECHO MARINO DE LOS CABLES SUBMARINOS DE CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA:	• Operación de conexión del cable submarino desde la celda de transformación de cada aerogenerador y de conexión desde la subestación de transformación marina: Par de apriete de los terminales (Nm).	Nm
			• Operaciones de cableado del cable submarino (Alta tensión, Media tensión, en corriente alterna AC o continua DC) en el fondo del lecho del mar realizadas mediante barcos especiales de rutado de cables submarinos.	N.A.
			• Sistema de anclaje del cable submarino al fondo marino: enterramiento en el lecho marino o anclaje mediante abrazaderas insertadas en el fondo marino.	N.A.
			• Sistema de protección del cable submarino en la zona de conexión con la plataforma del aerogenerador Offshore y en la zona de conexión en tierra: cubiertas adicionales o tubos de protección.	N.A.
			• Fuerza de la corriente marina: en superficie y en el fondo del mar (N).	N
			• Movimientos de la arena del fondo marino: masa (kg); velocidad (m/s); tiempo (s).	N.A.
			• Dragado del fondo marino: operaciones de dragado en tiempo (s), profundidad (m) y tonelaje de masa desplazada (toneladas).	N.A.
			• Dureza del material geológico del lecho marino.	N.A.
			• Condiciones y requisitos de enterramiento del cable submarino: Dimensiones de enterramiento (mm).	mm
			• Condiciones de hielo en el mar.	N.A.
			• Contaminación de la sedimentación del lecho marino.	N.A.
			• Movimientos y volcado de rocas en el fondo marino.	N.A.
			• Número y disponibilidad limitada de barcos de montaje de cable submarino.	N.A.
			• Limitaciones estacionales debido a la climatología del montaje del cable submarino: las zonas geográficas con limitaciones son el Mar del Norte, el mar Báltico, la costa este septentrional de Estados Unidos y Canadá.	N.A.
			• Zona de pesca: bancos de pesca en la zona.	N.A.
			• Zona de surf y deportes acuáticos.	N.A.
			• Tipo de barco de rutado de cables en el lecho marino: barco tipo Jackup arrastrado más un barco de arrastre.	N.A.
			<u>Factores que influyen en los barcos de montaje de cable submarino en el lecho del mar:</u> <input type="checkbox"/> Longitud del cable submarino: km. <input type="checkbox"/> Peso del cable submarino: kg. <input type="checkbox"/> Plataformas de cambio de bobinas de cable submarino. <input type="checkbox"/> Bobinado en cubierta mediante utillajes y herramientas especiales. <input type="checkbox"/> Dimensiones del radio de giro del cable submarino: m. <input type="checkbox"/> Profundidad del agua en el área del rutado del cable submarino: m. <input type="checkbox"/> Fuerza de la corriente marina: en superficie y en el fondo del mar. <input type="checkbox"/> Condiciones de transporte en barco en el mar en la zona de montaje de cable submarino. <input type="checkbox"/> Requerimientos de enterramiento del cable submarino. <input type="checkbox"/> Barcos con precisión en la navegación para poder seguir el rutado del cable submarino en el fondo del mar.	N.A.
			En el caso de instalaciones de subestaciones de transformación en el parque eólico Offshore aplican desde el punto de vista del transporte, montaje e instalación, las mismas características técnicas que para el caso de instalaciones de plataformas marinas ancladas al lecho marino.	N.A.

Figura 2.4.72. Matriz de síntesis (V) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes; ECN Engels, W. et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (MEDIDA)	
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACION Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO: MONTAJE DE TORRE METÁLICA DE TRAMOS DE ACERO.	UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE METÁLICA A LA PLATAFORMA MARINA: sistema utilizado según los estandares de montaje de cada fabricante.	o Nivelación de la cara de montaje de la plataforma marina: control de planitud según protocolo del fabricante.	mm	
			o Izado con grúa de cada tramo de torre metálica: peso máximo de grúa estandar.	Kg	
			o Anclaje por interferencia en la base de la plataforma marina: tipo de anclaje por interferencia o por unión atornillada mecánica.	N.A.	
			• Atornillado de la brida inferior a la plataforma marina: Par de apriete (N/m) según los estandares de cada fabricante	N/m	
			• Atornillado de la brida inferior a la plataforma marina: Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante	N.A.	
		UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE: sistema utilizado según los estandares de montaje de cada fabricante.	o Atornillado de las bridas de unión entre tramos de torre: Par de apriete (N/m).	N/m	
			o Conexión de los tramos de componentes internos de la torre: Par de apriete (N/m).	N/m	
			o Chequeo de los pares de apriete de las bridas y de los elementos de unión internos entre tramos de torres: lista de chequeo y control del par con llave dinamométrica.	N/m	
			o Montaje de componentes situados en la base de la torre: celdas de transformación, transformadores, armarios eléctricos (convertidores, armarios de control), aparellaje eléctrico, cable de media o baja tensión, cables de señal, alimentación y comunicaciones. Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.	N.A.	
			o Conexión del cable de media o baja tensión a la línea de la celda de transformación: Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.	N.A.	
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO: MONTAJE DE TORRE DE HORMIGON.	UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE DE HORMIGON A LA PLATAFORMA MARINA: sistema utilizado según los estandares de montaje de cada fabricante.	o Sub-montaje a pie de torre de las secciones de hormigón que constituyen cada tramo de la torre de hormigón: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.	N/m	
			o Anclaje del tramo base inferior de hormigón montado por interferencia en la base del hormigón de la plataforma marina: tipo de anclaje por interferencia o por unión atornillada mecánica.	N.A.	
			o Atornillado de los elementos de anclaje del tramo inferior de la torre de hormigón a la plataforma marina: Par de apriete (N/m).	N/m	
	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO: MONTAJE DE NACELLE Y ROTOR.	MONTAJE DE NACELLE: sistema utilizado según los estandares de montaje de cada fabricante.	• Sub-montajes de componentes en la góndola en el emplazamiento antes del izado a la torre: Las características técnicas relativas a este punto son: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.	N/m	
			• Izado de la góndola a la base superior de la torre: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en la góndola.	Kg	
			• Anclaje de la góndola a la base de la torre: Alineamientos y posicionamiento con respecto a la corona de giro: Ajustes de uniones entre elementos de amarre.	N/m - mm	
			• Montaje y atornillado de uniones de la góndola con la corona de giro: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.	N/m	
			• Montaje de componentes en la nacelle: o Tren de potencia: eje completo incluyendo multiplicadora y eje principal. o Generador. o Transformador de potencia. o Sistema de refrigeración (módulos exteriores a la nacelle). o Otros componentes: mecánicos, eléctricos, hidráulicos.	N.A.	
			• Conexionado de los componentes de la góndola: o Componentes eléctricos: transformador, cables de potencia, cables de señal, alimentación y comunicación, cables de sensores de viento, otros. o Componentes mecánicos e hidráulicos. o Conexionado en la góndola del Cable de media o baja tensión.	N.A.	
		MONTAJE DE ROTOR EN NACELLE: sistema utilizado según los estandares de montaje de cada fabricante.	• Izado del rotor a la nacelle: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en el rotor.	Kg	
			• Anclaje del rotor a la nacelle: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.	N/m	
			• Conexionado de los sub-componentes del rotor a la nacelle (Eje del pitch, galgas, engrase): Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.	N/m	
			• Trazabilidad: Registro del nº de serie del rotor.	N.A.	
		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO: MONTAJE DE PALAS EN EL ROTOR.	MONTAJE DE LAS PALAS EN EL ROTOR: sistema utilizado según los estandares de montaje de cada fabricante.	• Izado de cada pala al rotor: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en las palas.	Kg
				• Anclaje de cada pala al rotor: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.	N/m
	• Trazabilidad: Registro del nº de serie y peso de cada pala.			N.A.	
	• Control del giro del rotor 180º para el montaje secuencial de las palas: Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.			º (Grados de giro)	
	• Conexionado de los sub-componentes del rotor a las palas: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.			N/m	
	• Montaje del cono protector de fibra sobre el rotor: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.			N/m	
	• Posicionamiento del ángulo de las palas: ángulo y posición requeridas en las Instrucciones de montaje y chequeo según los estandares de cada fabricante.			º (Grados de giro)	

Figura 2.4.73. Matriz de síntesis (VI) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes de aerogeneradores; ECN Engels, W. et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROCESOS DE MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO: OPERACIONES DE MONTAJE DEL AEROGENERADOR.	OPERACIONES DE MONTAJE DEL AEROGENERADOR: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	• Tiempos de montaje de cada operación en el emplazamiento marino (plataforma marina, cimentación, torre, nacelle, rotor, palas, conexión a red): nº de horas.	Horas / Operación
			• Tiempo total de montaje de cada aerogenerador en el emplazamiento marino: nº de horas.	Horas
			Nº de personal necesario para cada operación de montaje y verificación de calidad: o nº de operarios para cada fase de montaje. o Tiempo necesario de cada operario. o Cualificación requerida para cada operario en cada operación de montaje y verificación.	N.A.
			• Utillajes: tipo de utillajes requeridos para el montaje de componentes en parque (estandar / especiales / inversión necesaria).	N.A.
		PUESTA EN MARCHA DE LOS AEROGENERADORES Y DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE	• Herramientas: tipo de herramientas requeridos para el montaje de componentes en parque (estandar / especiales / inversión necesaria).	N.A.
			o Lista de chequeo general del montaje y de los controles funcionales de calidad previa al arranque y puesta en marcha del aerogenerador: características técnicas a chequear. Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	N.A.
			o Control de la trazabilidad de los principales componentes del aerogenerador: registro del número de serie.	N.A.
			o Protocolo técnico de arranque del aerogenerador: características técnicas a verificar y su ejecución según los estándares de cada fabricante	N.A.
			o Conexión a red: Protocolo técnico de enganche de la celda de transformación a la red eléctrica.	N.A.
			o CAP (Certificado de Autorización de Parque): autorización administrativa del cliente del parque para realizar la conexión de los aerogeneradores a la red.	N.A.

Figura 2.4.74. Matriz de síntesis (VII) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes de aerogeneradores; ECN Engels, W. et al.)

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	ESTRATEGIAS DE INSTALACIÓN Y MONTAJE DE AEROGENERADORES OFFSHORE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	OPCIÓN 1 (PRE-MONTAJE EN PUERTO).	o Carga en el puerto del aerogenerador Offshore completamente montado (torre, nacelle, rotor, palas) sobre un barco de transporte e instalación.	N.A.
			o Transporte hasta el emplazamiento marino del parque eólico de todos los componentes del aerogenerador Offshore en el barco de transporte e instalación.	N.A.
			o Realización en una sola operación de descarga y montaje de la instalación del aerogenerador Offshore desde el barco de transporte e instalación en el emplazamiento marino.	N.A.
		OPCIÓN 2 (MONTAJE DIRECTAMENTE EN EL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE).	o Carga en el puerto de los principales componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor, palas, plataforma marina, materiales de cimentación, etc.) sobre un barco de transporte.	N.A.
			o Transporte hasta el emplazamiento marino del parque eólico de todos los componentes del aerogenerador Offshore en el barco de transporte e instalación.	N.A.
			o Realización en operaciones secuenciales del montaje e instalación del aerogenerador Offshore y de sus componentes desde el barco de transporte e instalación.	N.A.
		OPCIÓN 3 (TRASVASE Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE).	o Carga en el puerto de los principales componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor, palas, plataforma marina, materiales de cimentación, etc.) sobre un barco de transporte.	N.A.
			o Transporte hasta el emplazamiento marino del parque eólico de todos los componentes del aerogenerador Offshore en el barco de transporte.	N.A.
			o Trasvase en el emplazamiento marino de los componentes del aerogenerador desde el barco de transporte hasta el barco de instalación.	N.A.
		OPCIÓN 4 (PRE-MONTAJES EN PUERTO AUXILIAR).	o Realización del montaje e instalación del aerogenerador Offshore desde un barco de instalación que directamente realiza el izado de los componentes desde el barco de transporte y realiza el montaje de los componentes en el emplazamiento.	N.A.
			o Carga en el puerto de origen de los principales componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor, palas, plataforma marina, materiales de cimentación, etc.) sobre un barco de transporte.	N.A.
			o Transporte hasta un puerto auxiliar muy próximo al parque eólico Offshore, donde se realizan las operaciones de montaje final del aerogenerador completo (torre, nacelle, rotor y palas).	N.A.
			o Transporte desde el puerto auxiliar de los aerogeneradores completamente montados en el barco de transporte e instalación hasta el emplazamiento marino del parque eólico.	N.A.
			o En el emplazamiento marino se realiza, por medio del barco de transporte e instalación, el montaje final en una sola operación de descarga del aerogenerador completo y montaje sobre la plataforma marina.	N.A.

Figura 2.4.75. Matriz de síntesis (VIII) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes de aerogeneradores; ECN Engels, W. et al.).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO.

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: INSTALACIÓN Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	ESTRATEGIAS DE INSTALACIÓN Y MONTAJE DE AEROGENERADORES OFFSHORE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	COMISIONADO Y RECEPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO: norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009) punto 14.	• Procedimientos de comisionado, operación, inspección y mantenimiento.	N.A.
			• Requerimientos de diseño para la operación bajo condiciones de seguridad adecuadas: existencia de barreras de protección en los accesos, procedimientos de acceso del personal al aerogenerador para labores de reparación y mantenimiento, etc.	N.A.
			• Procedimientos de energización de los aerogeneradores Offshore.	N.A.
			• Procedimientos de ensayos de comisionado posteriores a la instalación de los aerogeneradores Offshore.	N.A.
			• Manuales de instrucciones y de operación del aerogenerador Offshore.	N.A.
			• Procedimientos de planes de emergencia.	N.A.
			• Manual de mantenimiento.	N.A.
		CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN Y AL MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE: LAS TENDENCIAS ACTUALES EN EL AÑO 2010 EN EL SECTOR NAVAL	o Requerimiento de barcos específicos para el transporte e instalación de aerogeneradores Offshore.	N.A.
			o Existencia de sinergias con el sector del petróleo y del gas en cuanto a la posibilidad de utilización de algunos tipos de barcos del sector.	N.A.
			o Disponibilidad de barcos de transporte y de grúas flotantes: en función de la demanda de parques marinos en cada región se deberá planificar la construcción de barcos de transporte e instalación adicionales para la aplicación de instalación de aerogeneradores Offshore para poder cumplir con los objetivos de instalación en el año 2020.	N.A.
			o Los procesos de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore son más exigentes que el resto del sector marino (extracción de gas y petróleo, instalaciones portuarias): requieren mayor número de días de operación y los procesos de instalación son muy repetitivos.	N.A.
			o Capacidad de izado de 800 toneladas en la instalación de aerogeneradores Offshore: para ser utilizada en aerogeneradores de potencias > 5 MW.	800 toneladas
			o Capacidad de izado en la instalación de plataformas marinas y materiales de cimentaciones del lecho marino: 1200 toneladas y a profundidades superiores a 40 metros.	toneladas / m
			o Posibilidad de instalación en el emplazamiento de aerogeneradores Offshore con una sola maniobra de montaje: el aerogenerador viene completamente montado de tierra (torre, nacelle y rotor) a excepción de las palas que se montan en el emplazamiento marino.	N.A.
		FACTORES TÉCNICOS DE INFLUENCIA EN LAS PLATAFORMAS DE TRANSPORTE Y BARCOS DE TRANSPORTE Y MONTAJE DE AEROGENERADORES OFFSHORE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO	o La clasificación de las empresas instaladoras de aerogeneradores Offshore se define en función de los servicios que prestan los barcos que contratan y de las características que tienen influencia en las operaciones de montaje y en los costes de instalación: o Servicios de Multi-instalación de componentes en cada barco: capacidad para transportar más de un set de palas/nacelles/torres o más de un aerogenerador completo. o Utilización de barcos autopropulsados o barcos remolcados: los factores de influencia son el ratio de velocidad de navegación vs coste de operación, además de las condiciones del estado del mar y del fondo marino.	N.A.
			• Dimensiones de los aerogeneradores Offshore y de sus componentes: a mayores dimensiones se requieren barcos de mayores dimensiones y tonelaje.	N.A.
			• Profundidad de las aguas del emplazamiento marino: a mayor profundidad de las aguas los tipos de barcos aptos para las operaciones de instalación y montaje son menores en número y su coste es más elevado, tanto a nivel constructivo como consecuencia de la complejidad técnica requerida como en tasa horaria de utilización.	N.A.
			• Distancia a la costa del emplazamiento marino: a mayor distancia del puerto de embarque, mayores son los requerimientos de los barcos a utilizar desde el punto de vista de la capacidad de carga y de su complejidad técnica, y mayor es el coste del transporte hasta el emplazamiento marino.	N.A.
			• Optimización de la instalación y montaje de aerogeneradores Offshore: en condiciones meteorológicas adversas las ventanas temporales de tiempo disponibles para llevar a cabo las operaciones de instalación requieren disponer de barcos con capacidades técnicas capaces de optimizar y reducir los tiempos de instalación y montaje en el emplazamiento marino.	N.A.
			• Capacidad de elevación de pesos en tonelaje: existen muy pocas unidades de barcos de montaje, plataformas de montaje y plataformas con grúas transportables con capacidad de elevación de peso > 3000 toneladas.	N.A.
			• Disponibilidad de barcos de montaje, plataformas de montaje y plataformas con grúas transportables: muy pocas unidades disponibles en el mercado europeo en el año 2010 y con reserva de utilización.	N.A.
			Diferentes tipos de plataformas de montaje en el emplazamiento marino: o Plataformas con pilares retráctiles de anclaje en el lecho del mar. o Plataformas instaladas en secciones o diferentes partes: incrementan las horas y los costes de montaje de la misma en el emplazamiento marino. o Plataforma de estructura metálica (tipo Jacket) instalada fija en el emplazamiento marino.	N.A.

Figura 2.4.76. Matriz de síntesis (IX) de las características técnicas generales del aerogenerador Offshore y su instalación y montaje en el emplazamiento marino (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3; fabricantes de aerogeneradores; ECN Engels, W. et al.)

En el Anexo 2.4.3.1.7. se presenta un desarrollo más específico de las principales características técnicas de detalle de la instalación y montaje en el emplazamiento marino de los aerogeneradores Offshore, así como las características específicas asociadas a la instalación y al montaje de los aerogeneradores Offshore y las tendencias actuales en el sector naval en cuanto al soporte al mercado de instalación de aerogeneradores Offshore. Todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores Offshore y de la bibliografía consultada.

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor de la tesis sobre las características técnicas de la de la instalación y montaje en el emplazamiento de los aerogeneradores Offshore basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore son que las características técnicas de la instalación y puesta en campo de los aerogeneradores, al ser la fase final de la cadena de suministro se presentan como un conjunto de operaciones de alta criticidad, las cuales deben tener una ejecución libre de fallos para poder garantizar el correcto funcionamiento del aerogenerador a lo largo de su vida útil. Están asociadas a múltiples factores, tanto desde el punto de vista del diseño y características técnicas del aerogenerador, como desde el punto de vista de procedimientos de ejecución, regulación y normativas técnicas y de seguridad, así como los requisitos exigidos por el cliente final. Asimismo se perfilan como uno de los factores fundamentales en sí mismos, en cuanto a la rentabilidad de un proyecto eólico Offshore al estar relacionado, entre otros aspectos, con los aspectos técnicos de la ejecución del proyecto y la entrega del producto final al cliente dentro de las condiciones técnicas y contractuales previamente acordadas.

Características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica.

Las características técnicas de la conexión a la red eléctrica de un aerogenerador Offshore son similares a las de los aerogeneradores Onshore en la parte de conexión a la red en tierra, tal y como se han definido en el apartado 2.4.2. en el punto relativo a las características técnicas de la conexión a la red eléctrica, aplicando las mismas características técnicas. Adicionalmente los parques eólicos Offshore presentan una serie de aspectos técnicos específicos relativos al emplazamiento marino y a las condiciones medioambientales en el mar, que llevan asociadas una serie de características técnicas específicas. Estos condicionantes específicos que afectan al sistema de conexión a la red eléctrica del aerogenerador Offshore se presentan en los siguientes puntos, así como las características técnicas diferenciales que llevan asociadas.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada (capítulo 6), se han identificado las principales características técnicas específicas relativas a la conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Offshore, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a la conexión a la red eléctrica (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; IEC 61000-4-30; RD 436/2004; RD 661/07; Procedimiento de Operación P.O.12.3.; Procedimiento de operación P.O.7.4.; Red Eléctrica Española-REE-; LVRT *Grid Code Requirements*; Transpower; National Grid; VDN 50 HERTZ; AEE; CENER; IDAE):

- Características técnicas de conexión a la red: aerogeneradores Offshore de paso fijo y velocidad fija y de paso variable y velocidad variable. Se dividen en las siguientes sub-fases y en las matrices de las Figuras 2.4.77., 2.4.78. y 2.4.79. donde se indican las principales características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica para esta configuración de aerogenerador, las cuales afectan a las características técnicas generales y de configuración del aerogenerador Offshore:
 - Topología del emplazamiento marino: principales factores técnicos que influyen en la conexión a la red en el entorno marino (punto 12.14 de la norma IEC 61400-3).
 - Topología de la configuración eléctrica del sistema de conexión a red: conexión de red con energía en corriente alterna (AC) y alta tensión (HVAC: *High Voltage Alternate Current*).
 - Topología de la configuración eléctrica del sistema de conexión a red: conexión de red con energía en corriente continua (DC) y alta tensión (HVDC: *High Voltage Direct Current*).
- Características técnicas de los códigos de red. Aplican además de los códigos y regulaciones de España (RD 661/07; Procedimiento de operación P.O.7.4.), los códigos de red otros países definidos en Europa como son Transpower, National Grid, VDN 50 HERTZ, los cuales afectan a las mismas características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica que en el caso Onshore:
 - Regulación de potencia reactiva.
 - Regulación de tensión.
 - Regulación de potencia activa.
 - Regulación de frecuencia.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EOLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED ELECTRICA

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: CONEXIÓN A LA RED ELECTRICA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PRELIMINARES: AEROGENERADORES OFFSHORE DE PASO FIJO Y VELOCIDAD FIJA DE PASO Y DE PASO VARIABLE Y VELOCIDAD VARIABLE.	TOPOLOGÍA DEL EMPLAZAMIENTO MARINO: PRINCIPALES FACTORES TÉCNICOS QUE INFLUYEN EN LA CONEXIÓN A LA RED EN EL ENTORNO MARINO (PUNTO 12.14 DE LA NORMA IEC 61400-3).	o Voltaje normal y rango de voltaje incluyendo condiciones especiales de conexión y desconexión: según los requisitos de la norma IEC 60038) valor nominal +/- 10 %.	V +/- 10 %
			o Frecuencia normal, rango de frecuencias, ratio de cambio de frecuencias incluyendo condiciones especiales de conexión y desconexión: valor nominal +/- 2 %.	Hz +/- 2 %
			o Desequilibrios de voltaje especificados como porcentaje negativo de la secuencia de fase de voltaje para fallos simétricos y asimétricos: no debe superar el 2%.	V +/- 2 %
			o Ciclos de auto cierre: los periodos de ciclos de auto-cierres serán de 0,1 segundos a 5 segundos para el primer cierre y de 10 segundos a 90 segundos para un segundo cierre.	SEGUNDOS
			o Caídas de red: las caídas de la red eléctrica se asumirán con una ocurrencia de 20 veces por año. Se asume una parad máxima de hasta 6 horas como condición normal de operación. Una parada de hasta 3 meses se considerará como una situación extrema	N.A.
			o Método de puesta a tierra del neutro.	N.A.
			o Métodos de protección y detección de fallos de tierra.	N.A.
			o Número anual de caídas y desconexión de red de la red eléctrica de conexión.	Nº
			o Duración total en la vida de las desconexiones de red de la red eléctrica de conexión.	Horas
			o Ciclos de auto-cierre.	N.A.
			o Planificación en el tiempo de la compensación de energía reactiva requerida.	N.A.
			o Fallos de corriente y duración.	SEGUNDOS
			o Impedancia de cortocircuito en las terminales del aerogenerador Offshore en modo fase-fase y fase-tierra.	OHMIOS
			o Distorsión del voltaje de armónicos de la red de conexión.	N.A.
			o Presencia de señales en las líneas de transporte de electricidad y frecuencias de las mismas.	N.A.
			o Perfiles de fallo para los requerimientos de huecos y caídas de tensión.	N.A.
			o Requisitos de control del factor de potencia.	N.A.
			o Relación de rampa de voltaje y sus requisitos.	N.A.
			o Otros requerimientos de compatibilidad de la red de conexión.	N.A.
			• LAS CONDICIONES DEL ENTORNO MEDIOAMBIENTAL MARINO.	N.A.

Figura 2.4.77. Matriz de síntesis (I) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; IEC 61000-4-30; RD 436/2004; RD 661/07; P.O.12.3.; P.O.7.4.; REE; LVRT, Transpower, National Grid, VDN 50 HERTZ)).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PRELIMINARES: AEROGENERADORES OFFSHORE DE PASO FIJO Y VELOCIDAD FIJA DE PASO Y DE PASO VARIABLE Y VELOCIDAD VARIABLE.	TOPOLOGÍA DE LA CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE CONEXIÓN A RED: CONEXIÓN DE RED CON ENERGÍA EN CORRIENTE ALTERNA (AC) Y ALTA TENSIÓN (HVAC)	o <u>Conexiones de salida del aerogenerador Offshore</u> : se sitúan en la zona de conexiones del transformador. -Tensión de salida (V) en la zona de conexiones del convertidor: baja tensión hasta 3 kV. -Tensión de salida (kV) en la zona de conexiones del transformador: Media tensión (kV).	KV
			o <u>Celda de transformación del aerogenerador Offshore</u> : cada aerogenerador dispone de una celda de protección cuyas características vienen definidas según la norma IEC 62271.	N.A.
			Celda de transformación del aerogenerador Offshore: características técnicas. -Normativa aplicable para celdas de transformación: IEC 62271 con 3 cubículos en la celda. □ Principales características técnicas de un celda de transformación: □ Protecciones IP67 en todos los compartimentos de las celdas de transformación. □ Protección contra la corrosión: en ambientes marinos se requiere protección clase C4H / C5H según los requisitos de la norma EN-12944-2 o alternativamente galvanizado según la norma IEC 9223. □ Ensayos de validación: la realización de los ensayos se deberá realizar según lo especificado en las normas EN 62271-1, capítulo 7, y para los ensayos tipo según la norma EN 62271-1 capítulo 6.	N.A.
			□ <u>Normativas internacionales</u> de referencia que deben cumplir las celdas de transformación (para su aplicación en aerogeneradores Onshore y Offshore): EN-62271-1; EN-62271-200; EN-62777-100; IEC 62271-103; EN-61958; EN-50181; IEC 60259; IEC 60376; IEC 60909.	N.A.
			o <u>Cable submarino de media tensión</u> : el cable de media tensión se conecta desde los bornes de salida del aerogenerador Offshore hasta la celda de transformación en la subestación marina, y presenta las características técnicas siguientes. □ Norma aplicable para cables submarinos: ISO, IEC. □ Diámetro: mm. □ Sección del cable: mm ² . □ Nº de conductores. □ Material de los conductores: Cobre / Aluminio. □ Tipo de pantalla conductora. □ Tipo de aislamientos. □ Tipo de cubierta exterior. □ Tipo de cable a suministrar: cable submarino según norma ISO. □ Otros parámetros técnicos: rango de Temperaturas, resistencia a la corrosión, etc.	N.A.
			o <u>Sub-estación de transformación en el emplazamiento marino (corriente alterna-AC)</u> : los principales componentes son. □ Plataforma marina de estructura metálica (tipo Jacket): está fijada y anclada al fondo marino. □ Transformador de potencia: ver características técnicas de los transformadores en el punto 1.2.3.4. Características Técnicas de la Góndola (Nacelle). □ Celda de transformación: pueden ser del tipo estándar o con aislamiento de gas (GIS) y pueden necesitarse varias unidades en la misma plataforma en función del tamaño del parque. Ver punto anterior con las características técnicas de la celda de transformación. □ Sistema de control: en la subestación marina se centraliza la información de control de los sistemas recibida de cada uno de los aerogeneradores Offshore que conforman el parque eólico Offshore. Las características técnicas del sistema de control se definen en el punto 1.2.3.8. Sistema de Control del aerogenerador. □ Equipamiento de baja tensión y de corriente continua. □ Transformador de servicio: sirve de soporte a los servicios eléctricos de la plataforma marina. □ Bobinados de potencia reactiva (kVAR). □ Equipamiento contra los incendios. □ Grúas auxiliares de la plataforma marina. □ Habitáculos para alojamiento de emergencia. □ Taller para realización de trabajos. □ Baterías y rectificadores para suministro de la plataforma. □ Contenedores para almacenamiento de aceite de fugas. □ Generador de emergencia de reserva. □ Depósitos de combustible diesel. □ Helipuerto de servicio. □ Otras instalaciones auxiliares.	N.A.
			o <u>Cable submarino de alta tensión</u> : el cable de alta tensión se conecta desde los bornes de salida de las celdas de transformación de la subestación marina y realizan el transporte de la corriente a través del cable submarino rutado en el lecho del mar, hasta llegar a la subestación de transformación en tierra. El cable submarino de alta tensión presenta las características técnicas siguientes. □ Norma aplicable para cables submarinos de alta tensión: ISO, IEC. □ Diámetro: mm. □ Sección del cable: mm ² . □ Nº de conductores. □ Material de los conductores: Cobre / Aluminio. □ Tipo de pantalla conductora. □ Tipo de aislamientos. □ Tipo de cubierta exterior. □ Tipo de cable a suministrar: cable submarino según norma ISO. □ Otros parámetros técnicos: rango de Temperaturas, resistencia a la corrosión, etc.	N.A.

Figura 2.4.78. Matriz de síntesis (II) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; IEC 61000-4-30; RD 436/2004; RD 661/07; P.O.12.3.; P.O.7.4.; REE; LVRT, Transpower, National Grid, VDN 50 HERTZ)).

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PRELIMINARES: AEROGENERADORES OFFSHORE DE PASO FIJO Y VELOCIDAD FIJA DE PASO Y DE PASO VARIABLE Y VELOCIDAD VARIABLE.	TOPOLOGÍA DE LA CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE CONEXIÓN A RED: CONEXIÓN DE RED CON ENERGÍA EN CORRIENTE CONTINUA (DC) Y ALTA TENSIÓN (HVDC).	o <u>Conexiones de salida del aerogenerador Offshore</u> : se sitúan en la zona de conexiones del transformador. <input type="checkbox"/> Tensión de salida (V) en la zona de conexiones del convertidor: baja tensión hasta 3 kV. <input type="checkbox"/> Tensión de salida (kV) en la zona de conexiones del transformador: Media tensión (kV).	N.A.
			o <u>Cable de media tensión</u> : el cable de media tensión se conecta desde los bornes de salida del transformador en el aerogenerador hasta la conexión con la celda de transformación. Presenta las mismas características técnicas que en el caso anterior (HVAC).	N.A.
			o <u>Celda de transformación del aerogenerador Offshore</u> : cada aerogenerador dispone de una celda de protección cuyas características vienen definidas según la norma IEC 62271. Presenta las mismas características técnicas que en el caso anterior de alta tensión y corriente alterna (HVAC).	N.A.
			o <u>Sub-estación de transformación en el emplazamiento marino (corriente alterna-AC)</u> : las características técnicas son las mismas que en el caso anterior de alta tensión y corriente alterna (HVAC).	N.A.
			o <u>Sub-estación de transformación de corriente continua en el emplazamiento marino (corriente continua-DC)</u> : las características técnicas son las mismas que en el caso anterior de alta tensión y corriente alterna (HVAC).	N.A.
			o <u>Cable submarino de corriente continua (DC)</u> : el cable de alta tensión en corriente continua (DC) se conecta desde los bornes de salida de las celdas de transformación de la subestación marina de conversión a corriente continua (DC) y realizan el transporte de la corriente a través del cable submarino rutado en el lecho del mar, hasta llegar a la subestación de transformación en tierra. El cable submarino de alta tensión en corriente continua presenta las características técnicas siguientes. <input type="checkbox"/> Norma aplicable para cables submarinos de alta tensión en corriente continua: ISO, IEC. <input type="checkbox"/> Diámetro: mm. <input type="checkbox"/> Sección del cable: mm ² . <input type="checkbox"/> Nº de conductores. <input type="checkbox"/> Material de los conductores: Cobre / Aluminio. <input type="checkbox"/> Tipo de pantalla conductora. <input type="checkbox"/> Tipo de aislamientos. <input type="checkbox"/> Tipo de cubierta exterior. <input type="checkbox"/> Tipo de cable a suministrar: cable submarino según norma ISO. <input type="checkbox"/> Otros parámetros técnicos: rango de Temperaturas, resistencia a la corrosión, etc.	N.A.

Figura 2.4.79. Matriz de síntesis (III) de las características técnicas generales de los sistemas de conexión a la red de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia; Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; IEC 61000-4-30; RD 436/2004; RD 661/07; P.O.12.3.; P.O.7.4.; REE; LVRT, Transpower, National Grid, VDN 50 HERTZ)).

La utilización de cable submarino de un tipo específico presenta las siguientes implicaciones a nivel técnico (ABB; EWEA):

-Cable submarino en alta tensión y corriente alterna (HVAC: *High Voltage Alternate Current*): es la tecnología de cable submarino tradicional utilizada hasta el presente en las instalaciones submarinas y en los parques Offshore. Las características de referencia (fuente: ABB) del cable submarino HVAC son las siguientes:

- Parques eólicos Offshore entre 50 a 300 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones entre 72 a 150 kV.
- Parques eólicos Offshore entre 200 a 500 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones entre 150 a 245 kV.
- Cumplimiento de códigos de red: requisito técnico fundamental.

-Cable submarino en alta tensión y corriente continua (HVDC: *High Voltage Direct Current*): es la tecnología de cable submarino de referencia para utilizar en los futuros parques eólicos Offshore de gran tamaño y más alejados de la costa que los actuales, ya que presenta la ventaja técnica de pérdidas más reducidas en el transporte de la energía que en el caso de los cables de corriente alterna. Las características de referencia (fuente: ABB) del cable submarino HVAC son las siguientes:

- Parques eólicos Offshore entre 100 a 300 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones +/- 80 kV.
- Parques eólicos Offshore entre 300 a 500 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones +/- 150 kV.
- Parques eólicos Offshore entre 500 a 1000 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones +/- 320 kV.
- Cumplimiento de códigos de red: requisito técnico fundamental.
- A mayor distancia de la costa mayores ventajas técnicas a favor de los cables HVDC por presentar menores pérdidas en las largas distancias.
- Presenta menores costes del cable (un solo conductor en el cable de corriente continua DC contra 3

conductores en el cable de corriente alterna AC) y menores costes de instalación que los cables de corriente alterna.

En el Anexo 2.4.3.1.8. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle de la conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Offshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada.

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor de la tesis sobre las características técnicas de la conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Offshore basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore son las siguientes: las características técnicas de la conexión a la red eléctrica están asociadas a múltiples factores, tanto desde el punto de vista del diseño y características técnicas del aerogenerador, como desde el punto de vista de regulación y normativas de conexión a la red y los requisitos exigidos por el operador de red para los parques Offshore.

Características técnicas generales de las certificaciones de los aerogeneradores Offshore.

En cuanto a las certificaciones de aerogeneradores en general (Onshore y Offshore) y sus sub-componentes existen una serie de normativas de carácter internacional basadas en los estándares IEC (*International Electrotechnical Commission*). Estas normativas son utilizadas tanto por los fabricantes de aerogeneradores como por los clientes finales para validar los diseños y su rendimiento real en funcionamiento (GL). Estas normativas IEC abarcan gran cantidad de aspectos técnicos relativos a la certificación técnica de aerogeneradores; se enumeran a continuación las principales normativas específicas aplicables en cuanto a certificación de aerogeneradores Offshore y de sus sub-componentes principales (IEC; DNV; GL):

- Norma IEC 61400-22 Edición 1 (2010): “*Conformity Test and Certification*”.
- Norma IEC 61400-3 Edición 1 (2009): *Design requirements for Offshore wind turbines*.
- IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*.
- DNV-OS-J101 (October 2007): *Design of Offshore Wind Turbines Structures*.
- Guideline for the certification of Offshore Wind turbines: *Edition 2005* (GL-Germanischer Lloyd).

El resto de normas aplicables son las mismas (GL) que las que aplican a los aerogeneradores Onshore (Diseño del aerogenerador; Ruido acústico del aerogenerador; Curva de potencia del aerogenerador; Calidad de energía del aerogenerador; Palas del aerogenerador; Cargas del aerogenerador y monitorización; Normas de certificación generales del aerogenerador; Normas de acreditación de los laboratorios de certificación de aerogeneradores), las cuales se enumeran y desarrollan en el apartado 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore, y específicamente en el punto de Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores.

La certificación de aerogeneradores eólicos Offshore se fundamenta de manera básica sobre las normativas anteriores y en especial sobre la norma IEC WT01, y para las plataformas marinas en la norma DNV-OS-J101 (October 2007): *Design of Offshore Wind Turbines Structures*. En el apartado 2.4.2.4.2. y en el punto de Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores se indica el esquema general de las fases de certificación de un aerogenerador Onshore y de los tipos de certificado a obtener, todo lo cual es también de aplicación para los aerogeneradores Offshore excepto en el caso de las cimentaciones (que no aplican al tratarse de plataformas marinas) las cuales están sujetas a la normativa de diseño específico de estructuras de aerogeneradores Offshore anteriormente mencionada.

En relación al Certificado Tipo del aerogenerador Offshore, los tipos de módulos de certificación que aplican para los aerogeneradores Onshore, según se indican en el apartado 2.4.2.4.2. relativo a las Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores, aplican también para los aerogeneradores Offshore excepto en los aspectos específicos diferenciales que se enumeran a continuación (GL):

- Evaluación de cargas y casos de cargas de diseño: aplica la norma IEC 61400-1 Ed.3 (2005) y la IEC 61400-3 Edición 1 (2009).
- Evaluación de los requisitos para el diseño de la plataforma marina y de la cimentación en el lecho marino.
- Evaluación de los ensayos de la plataforma marina y de sus componentes: ensayos de soldadura, resistencia, fatiga, etc.
- Evaluación del plan de seguridad del personal en el medio marino.
- Ensayos tipo de aerogeneradores Offshore: los requeridos adicionalmente por las entidades certificadoras en cada caso.
- Ensayos de medida de cargas mecánicas según la norma IEC 61400-13 para plataformas marinas.
- Evaluación del diseño de la plataforma marina y su cimentación en el lecho marino (opcional): incluye la verificación de las características técnicas de las estructuras de las plataformas marinas y sus cimentaciones.

En relación a la certificación del proyecto, la certificación de componentes y los procedimientos que aplican para los aerogeneradores Onshore, según se indican en el apartado 2.4.2.4.2. relativo a las Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores, aplican también para los aerogeneradores Offshore excepto en los aspectos específicos diferenciales que se enumeran a continuación (GL; DNV):

- Evaluación del emplazamiento eólico marino.
- Evaluación del diseño de la estructura metálica de la plataforma marina y de su cimentación al lecho marino.
- Evaluación del montaje del aerogenerador Offshore en el emplazamiento marino (evaluación opcional).
- Supervisión de la operación del aerogenerador Offshore y del mantenimiento (evaluación opcional).

En el resto de aspectos asociados a la certificación de un aerogenerador Offshore aplican los mismos conceptos que para un modelo Onshore (GL): Certificación de componentes, Verificación del Rendimiento de los aerogeneradores ante los huecos de tensión (Procedimiento de Operación P.O. 12.3.; códigos de red europeos VDN, Transpower, National Grid) y Procedimientos de validación interna del fabricante de aerogeneradores.

En base a los datos obtenidos de los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes de aerogeneradores, así como de la bibliografía consultada, se han identificado las principales características técnicas específicas relativas a las certificaciones de los aerogeneradores Offshore, según los criterios de identificación de características técnicas establecidos en el apartado anterior. Asimismo se ha llevado a cabo una clasificación por fases y sub-fases según los siguientes conceptos relativos a las certificaciones (Norma IEC WT01; IEC 61400-3; IEC 61400-1; IEC 61400-22; DNV-OS-J101; GL; DNV; UL; NREL; ECN et al.):

- Características técnicas de las certificaciones de los aerogeneradores Offshore. Se dividen en las siguientes sub-fases y en la matriz de la Figura 2.4.80. donde se indican las principales características técnicas generales específicas de las certificaciones Offshore, las cuales afectan a las características técnicas del aerogenerador Offshore:
 - Normativas generales aplicables en cuanto a certificación de aerogeneradores Offshore y de sus sub-componentes principales.
 - Evaluación de emplazamientos según Norma 61400-3 Ed.1 (2009).
 - Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1 y IEC 61400-3 Ed.1 (2009)): condiciones ambientales.
 - Requisitos de seguridad: diseño estructural, cargas (norma IEC 61400-2 y ISO 2394; IEC 61400-3 Ed.1 (2009); DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures).
 - Requisitos de seguridad: montaje e instalación en campo según normas IEC 61400-3 Ed.1 (2009); DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures.
 - Requisitos de seguridad: comisionado, operación y mantenimiento según normas IEC 61400-3 Ed.1 (2009); DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD MEDIDA)
Características Técnicas de los AEROGENERADORES OFFSHORE	Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores OFFSHORE	NORMATIVAS GENERALES aplicables en cuanto a certificación de aerogeneradores Offshore y de sus sub-componentes principales:	• Norma IEC WT01 (Edición 2004): Certificación Tipo de aerogeneradores. Sistemas IEC para ensayo y certificación de aerogeneradores (Reglas y procedimientos).	N.A.
			• Norma IEC 61400-3 (2009: 1ª edición). Design requirements for Offshore wind turbines.	N.A.
			• Norma IEC 61400-22 Edición 1 (2010): "Conformity Test and Certification".	N.A.
			• IEC 61400-1:2005, Wind turbines – Part 1: Design requirements.	N.A.
			• DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures.	N.A.
			• Guideline for the certification of Offshore Wind turbines: Edition 2005 (GL-Germanischer Lloyd).	N.A.
			• Norma IEC 61400-3 (2009: 1ª edición). Requisitos de seguridad.	N.A.
		EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS según Norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009)	Condiciones de viento en el emplazamiento marino.	N.A.
			Condiciones medioambientales y externas del entorno marino.	N.A.
			Condiciones del sistema de conexión a red: conexión a la red en el mar y conexión a la red en tierra.	N.A.
			Condiciones del fondo marino en el emplazamiento marino.	N.A.
		Requisitos de seguridad (Norma IEC 61400-1 y IEC 61400-3 Ed.1 (2009)); CONDICIONES AMBIENTALES	Características ambientales con Condiciones de viento normales: Distribución de velocidad de viento; modelo de perfil de viento normal; modelo normal de turbulencia	N.A.
			Características ambientales con Condiciones de viento extremas: modelo de velocidad de viento extrema a 50 años; ráfaga extrema de operación; cambio de dirección extremo; ráfaga extrema coherente; ráfaga extrema coherente con variación de dirección; cizalladura de viento extrema.	N.A.
			Características ambientales climáticas: Temperatura (°C); Humedad (%); Densidad del aire (gr/cm3); Radiación solar; Lluvia-nieve-granizo-hielo; sustancias químicas activas; Partículas mecánicas activas; Rayos; Terremotos; Salinidad.	N.A.
			Características ambientales marinas: Temperatura del agua (°C); altura de las olas; evaluación de las corrientes marinas; niveles de agua de las mareas; Lluvia-nieve-granizo-hielo en el mar; sustancias químicas activas en el mar; crecimiento de organismos en la plataforma marina; Partículas mecánicas activas; Rayos; Terremotos; Salinidad del agua; movimientos de material del fondo marino (scour); efectos de sombra de viento de otros aerogeneradores; terremotos; maremotos; huracanes; condiciones geológicas del suelo marino.	N.A.
		Requisitos de seguridad: DISEÑO ESTRUCTURAL CARGAS (NORMA IEC 61400-2 y ISO 2394; IEC 61400-3 Ed.1 (2009); DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures.)	CALCULO DE CARGAS: INERCIALES; GRAVITACIONALES; AERODINAMICAS; OPERACIONALES.	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: TORRE	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: CONEXIÓN DE LA TORRE A LA PLATAFORMA MARINA	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: PLATAFORMAS MARINAS SEGÚN NORMA (DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures).	N.A.
			CARGAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES: CIMENTACIÓN MARINAS SEGÚN NORMA DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures.	N.A.
			MEDICIÓN DE DATOS DE CARGAS. Parámetros meteorológicos: Velocidad de viento a la Altura del rotor; Dirección del viento; Presión atmosférica; Temperatura.	m/s ; N.A.; Bar; °C
			MEDICIÓN DE DATOS DE CARGAS: Cargas, Momentos de Deflexión de raíz de pala (Flap-wise; Lead-lag), Cargas del eje (Par y torsión), Cargas bi-direccionales en zona superior de la torre, Cargas bi-direccionales en zona de base de la torre,	N.A.
		Requisitos de seguridad: MONTAJE E INSTALACIÓN EN CAMPO SEGÚN NORMAS IEC 61400-3 Ed.1 (2009); DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures	CONDICIONES DE SEGURIDAD DE LAS PERSONAS Y EQUIPOS: MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE MONTAJE E INSTALACIÓN DE CADA FABRICANTE	N.A.
		Requisitos de seguridad: COMISIONADO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SEGÚN NORMAS IEC 61400-3 Ed.1 (2009); DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures	MANUAL DEL AEROGENERADOR DE CADA FABRICANTE: PROCEDIMIENTO DE TRABAJO.	N.A.
			ENERGIZACIÓN DEL AEROGENERADOR.	N.A.
			ENSAYOS DE FUNCIONAMIENTO CON SEGURIDAD DEL AEROGENERADOR: ARRANQUE, PARADA NORMAL, PARADA DE EMERGENCIA, PARADA POR SOBREVOLOCIDAD, ENSAYO FUNCIONAL DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.	N.A.
			REGISTRO DE RESULTADOS: OPERACIONES Y MANTENIMIENTO	N.A.

Figura 2.4.80. Matriz de síntesis de las características técnicas de certificación de un aerogenerador Offshore (Fuente: Elaboración propia y Norma IEC WT01; IEC 61400-3; 61400-1; IEC 61400-22; DNV-OS-J101; GL; DNV.)

Las conclusiones preliminares derivadas por parte del autor de la tesis sobre las características técnicas de las certificaciones de los aerogeneradores Offshore, basadas en la investigación llevada a cabo sobre los datos bibliográficos y sobre los datos de los fabricantes de aerogeneradores Offshore son las siguientes: las características técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores Offshore y su selección se perfilan como uno de los factores fundamentales en sí mismos en cuanto a la disponibilidad para la comercialización e instalación de un proyecto eólico Offshore al estar relacionado, entre otros aspectos, con la verificación de la adecuación del diseño del producto con los estándares y normativas definidas para el mismo tanto por parte del fabricante como por los organismos internacionales.

2.5. LEGISLACIÓN Y ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DE LA INSTALACIÓN DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS DE EJE HORIZONTAL.

Como aspectos a valorar relativos a la estructura jurídica en relación a las energías renovables tanto en la Unión Europea como en cada uno de los estados asociados están los del origen y causas que han llevado a su desarrollo e implantación. La evolución de los precios del petróleo y la distribución geográfica de las reservas de energía han condicionado las opciones energéticas de los países desarrollados desde hace más de tres décadas. De manera más reciente las preocupaciones ambientales, el intenso proceso de crecimiento de los países emergentes, con el consiguiente efecto inflacionario sobre las fuentes de energía primaria y la liberalización del sector de la energía en Europa, han venido caracterizando el nuevo marco de referencia para la instrumentación de la política energética. En el ámbito de la Unión Europea, cada vez ha sido más evidente la necesidad de un avance coordinado en la liberalización de los mercados, en la garantía del suministro, el desarrollo de las infraestructuras de interconexión y la reducción de emisiones contaminantes, entre otras materias (MITYC e IDAE, 2010 y 2011).

En el caso particular de España los principales retos que han caracterizado tradicionalmente al sector energético español son de manera sintética, un consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado, una elevada dependencia energética del exterior (del orden de un 80% en el año 2008) y unas elevadas emisiones de gases de efecto invernadero. El camino emprendido por España, y por la mayoría de países desarrollados, para afrontar los retos señalados, se basa en el desarrollo de estrategias que de manera simultánea permitan el avance de la solución de los retos señalados. La política energética se ha dirigido de manera prioritaria hacia la liberalización, hacia el fomento de la transparencia en los mercados, el desarrollo de las infraestructuras energéticas, la promoción de las energías renovables, y del ahorro y la eficiencia energética (MITYC e IDAE, 2010 y 2011).

El desarrollo de las energías renovables en España constituye una apuesta prioritaria de la política energética española, debido a que tienen múltiples efectos positivos sobre el conjunto de la sociedad, entre otros, la sostenibilidad de las fuentes de energía renovable, la reducción en las emisiones contaminantes, el cambio tecnológico, la posibilidad de avanzar hacia formas de energía más distribuida, la reducción de la dependencia energética y del déficit de la balanza comercial, el aumento del nivel de empleo y el desarrollo rural.

El marco regulatorio, en el caso español referente a las energías renovables, se vertebra principalmente a través de un mecanismo conocido como tarifas reguladas (FIT: *Feed-in Tariffs*). Su funcionamiento consiste en garantizar el cobro de una remuneración por tecnología superior al precio del mercado mayorista. La financiación de este sobre coste se produce a través de la propia tarifa eléctrica. No se trata de un sistema clásico de subvención directa a los productores, sino que el coste se reparte entre los productores con energías convencionales y los consumidores, ya que como resultado de la priorización de la entrada en el sistema de la electricidad de origen renovable, el precio que reciben los productores convencionales se reduce. Sólo en la parte no cubierta por este efecto, están los consumidores financiando a los productores renovables (MITYC, IDAE, 2010; Plan de Energías Renovables 2011-2020 y legislación vigente según bibliografía).

La legislación española, por medio del anteproyecto de ley de economía sostenible planteado en el año 2010, ha incorporado algunos de los elementos de los marcos de apoyo a las energías renovables, entre ellas la eólica, que deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad de su crecimiento futuro. Los principales elementos son de aplicación para la energía eólica, según indica IDAE (PANER 2010-2020 y Plan de Energías Renovables 2011-2020): estabilidad, mediante la garantía de un retorno de las inversiones que incentive un volumen de instalación de parques eólicos compatible con los objetivos establecidos en los planes de energías renovables; flexibilidad, que permita incorporar rápidamente a los marcos de apoyo la evolución de las curvas de aprendizaje y las mejoras tecnológicas del sector eólico; la progresiva internalización de los costes que asume el sistema energético para garantizar la suficiencia y estabilidad en el suministro; priorización en la incorporación de aquellas instalaciones eólicas que incorporen innovaciones tecnológicas, que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, que aporten una mayor capacidad de gestión de los sistemas energéticos y que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero.

Con este marco de referencia general sobre las energías renovables se procede en los siguientes puntos a llevar a cabo una valoración e identificación de las principales normativas y legislación que afectan de manera directa al desarrollo e implantación de la energía eólica tanto en tierra como en el mar, así como en función de las mismas identificar los principales factores y aspectos de naturaleza legislativa.

2.5.1. Introducción: bases de partida, alcance y estrategias de investigación de los factores legislativos aplicables al sector de la energía renovable eólica.

Los principales factores legislativos, administrativos y de tipo medioambiental relativos a la implantación de la energía eólica vienen definidos en primer lugar por la legislación específica y normativas aplicables procedentes de los diferentes estamentos con capacidad jurídica y legislativa como son la legislación de la unión europea, la legislación aplicable en España, la legislación de las comunidades autónomas y las regulaciones, normativas y aspectos administrativos locales de cada municipio (Fuentes: legislación vigente en anexo de bibliografía).

En el presente capítulo de la tesis se plantea realizar una investigación y evaluación de los factores legislativos, administrativos y de tipo medioambiental en las principales áreas relativas al aerogenerador eólico, su instalación, puesta en marcha y su operación en cuanto a la producción de electricidad, quedando el resto de factores no mencionados anteriormente como elementos de estudio para futuros trabajos de investigación. Los elementos de la energía eólica objeto de investigación incluidos dentro del alcance de la presente tesis son los siguientes:

-Aerogenerador (de los tipos Onshore y Offshore): se consideran los aspectos técnicos y normativos relativos al producto y a los procesos de fabricación del aerogenerador completo (nacelle, rotor y palas, torre, cimentaciones, subestructura metálica en el caso de los aerogeneradores Offshore).

-Instalación del aerogenerador en el parque eólico: se incluyen los factores legislativos, administrativos y de tipo medioambiental incluyendo los permisos y trámites administrativos de autorizaciones de construcción de un parque eólico, el transporte de componentes hasta el emplazamiento, la construcción de la cimentación en tierra y en mar, la instalación de la subestructura marina en el lecho del mar, la instalación del aerogenerador (tanto en tierra como en mar), los requisitos de comisionado, etc.

-Factores de explotación y operación: incluye los aspectos legislativos, administrativos y medioambientales de puesta en marcha, mantenimiento, parada de producción (*down time*), funcionamiento en operación, régimen de primas y subvenciones a la producción de energía eléctrica, desmantelamiento del parque eólico al quedar fuera de uso, etc.

En relación a las estrategias de investigación de este apartado de la tesis, reseñar que no se trata de llevar a cabo un análisis exhaustivo de tipo jurídico sobre la legislación existente, sino que el objetivo planteado en la investigación es la identificación de la legislación y normativa aplicable a la energía eólica, la identificación de los factores y aspectos relevantes de la misma que afectan a los procesos legales y administrativos en cuanto a la instalación, operación y rentabilidad económica de la misma, todo ello fundamentalmente en el entorno legislativo de la Unión Europea y en particular en España.

Como pilares básicos de la investigación y en función del alcance definido en la tesis, se establecen por parte del autor de la misma los siguientes conceptos y criterios de investigación relativos a la legislación y normativas que afectan a la implantación y desarrollo de la energía eólica (tanto en tierra como en el mar):

i) Identificación de la legislación aplicable a la energía eólica: la selección de la legislación aplicable se basa en la estructura de la pirámide legislativa desde el punto de vista jerárquico: leyes y acuerdos vinculantes internacionales, leyes y normativas de la Unión Europea, leyes y normativas estatales de España, leyes y normativas de las comunidades autónomas (CCAA), regulaciones y normativas locales. También se considerarán en este apartado los planes de desarrollo de la energía eólica bajo la cobertura legal establecida por cada entidad gubernamental con competencias legales sobre la misma.

ii) Factores y aspectos específicos de la legislación que afectan a la energía eólica: dentro de la legislación y de las normativas se identificarán los aspectos y factores específicos que condicionan la

instalación de la energía eólica y su factibilidad económica en operación, los cuales serán de naturaleza tal como los permisos administrativos para la instalación de parques eólicos, los requisitos legislativos y normativas de instalación y operación, las primas a la producción de electricidad bajo el régimen especial según la legislación aplicable, subvenciones y exenciones fiscales, ayudas a la investigación y al desarrollo, etc. Adicionalmente se determinarán aspectos y factores aplicables en función de la bibliografía seleccionada.

iii) Factores y aspectos factores específicos de la legislación medioambiental que afectan a la energía eólica: dentro de la legislación y de las normativas sobre los requisitos medioambientales se identificarán los aspectos y factores medioambientales específicos que condicionan la instalación y operación de la energía eólica. Adicionalmente se determinarán aspectos y factores aplicables en función de la bibliografía seleccionada (ver anexo con la bibliografía).

2.5.2. Legislación de los sistemas de energía renovable eólica.

La definición de la estructura legislativa aplicable a la energía renovable eólica desde el punto de vista jurídico en España viene determinada por una estructura basada en una pirámide legislativa de obligado cumplimiento. La estructura legislativa está formada por leyes y acuerdos internacionales de tipo vinculante o consultivo, leyes y normativas de la Unión Europea de obligado cumplimiento y vinculantes en función de los acuerdos suscritos por los países miembros del consejo de la Unión, por leyes y normativas estatales de España (ver Figura 2.5.1.), por leyes y normativas de las comunidades autónomas CCAA, por regulaciones y normativas locales (PANER, 2010 y Plan de Energías Renovables 2011-2020).



Figura 2.5.1.: Esquema de la estructura legislativa en España y su jerarquía legislativa (Fuente: PANER, 2010)

2.5.2.1. Tipología de legislación aplicable al sector de la energía renovable eólica.

Los planes globales contra el calentamiento climático así como los informes de organismos oficiales nacionales e internacionales y de consultoras especializadas, aportan información sobre el estado de desarrollo e implantación de las energías renovables, las necesidades globales de incrementar su uso y los objetivos de implantación a alcanzar. Todo ello compromete mediante acuerdos globales previos como el acuerdo de Kyoto (1997), a los diferentes países a proceder a integrar las necesidades y los objetivos en una legislación con leyes y normativas vinculantes para los estados miembros. Fruto de esos compromisos es la actual legislación vigente relativa a las energías renovables de carácter supranacional europeo y nacional, y dentro de la misma la legislación y normativa específica de la energía eólica tanto en tierra como en el mar (Pérez Arriaga, 2005 y IDAE, 2010 y 2011).

En los siguientes apartados se procede a identificar, analizar y valorar la legislación y normativa más relevante en relación a la energía eólica, clasificada jerárquicamente desde el punto de vista legislativo:

normativas y regulaciones globales, legislación y normativas europeas, legislación y normativas españolas, legislación y normativas de las comunidades autónomas y normativas locales.

2.5.2.2. Legislación y protocolos internacionales.

La legislación, normativa y acuerdos aplicables a nivel mundial en relación a las energías renovables eólicas se indican en este apartado por medio de las normativas y acuerdos que están vigentes en la actualidad y la reseña cronológica de las mismas con sus modificaciones.

El origen reciente de los acuerdos internacionales en relación al uso de las energías renovables viene determinado por el cambio climático y sus consecuencias. Como parte de las actividades iniciales que se llevaron a cabo por los principales países industrializados para mitigar los efectos del citado cambio climático, está la celebración en el año 1992 en Brasil de la “*Convención Marco de las Naciones Unidas contra el cambio climático*” adoptada en Nueva York el 9 de mayo de 1992. En la convención los principales países industrializados se comprometieron de manera vinculante a reducir las emisiones a la atmósfera de dióxido de carbono en un 20% en el año 2005 (Greenpeace, 2011). La Comunidad Europea ratificó la Convención marco mediante la Decisión 94/69/CE, de 15 de diciembre de 1993, y entró en vigor el 21 de marzo de 1994.

El siguiente hito internacional fue el compromiso alcanzado por la mayoría de los países industrializados con el acuerdo del “*Protocolo de Kioto*” adoptado en el año 1997. El Protocolo de Kioto entró en vigor después de ser ratificado y aprobado por las naciones firmantes en el año 2005. España lo ratificó en el Real Decreto 5/2004, de 27 de agosto. El Protocolo de Kioto estableció, con el objeto de limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, unos objetivos específicos por países de incremento de emisiones por encima de lo emitido en 1990. La unión Europea se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 8% entre 2008 y 2012 respecto de los niveles de 1990. En el caso de España el objetivo comunitario asignado fue no incrementar sus emisiones de gases de efecto invernadero por encima del 15% en los valores medios de los años 2008-2012 sobre los niveles de 1990 (CNE, 2011).

Para poder avanzar en la estrategia y poder alcanzar los objetivos establecidos en el Protocolo de Kioto se planteó por parte de la Unión Europea el desarrollar dos líneas de acción fundamentales: la sustitución progresiva de las energías convencionales por energías renovables y la mejora de la eficiencia energética mediante la implantación de medidas de ahorro de energía (Campos Hernández, 2008).

En el año 2009 tuvo lugar la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2009 en Copenhague y en la misma se logró acordar la firma de un documento denominado *Acuerdo de Copenhague de 18 de diciembre de 2009*, en el cual los países firmantes se comprometen, de manera no vinculante, a continuar en la línea de trabajo establecida en la “*Convención Marco de las Naciones Unidas contra el cambio climático*” y en el “*Protocolo de Kioto*” con el objeto de poder cumplir los objetivos establecidos para cada país en relación a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2 grados centígrados, y a la sustitución progresiva de las energías convencionales por energías renovables en los porcentajes establecidos previamente. En el año 2015 está prevista llevar a cabo una evaluación del grado de aplicación de este acuerdo (ONU, 2009).

2.5.2.3. Legislación en Europa y otros países.

La legislación y normativa aplicable de la Unión Europea en relación a las energías renovables eólicas viene determinada por los acuerdos alcanzados por los estados miembros en los últimos años y especialmente desde la firma del acuerdo internacional de Kyoto en 1997. Se indican la legislación y las normativas que están vigentes en la actualidad y la reseña cronológica de las mismas con sus modificaciones (Pérez Arriaga, 2005 y Becker, 2009).

En el año 1997, la Comisión Europea adoptó la Comunicación COM (97) 599, *noviembre de 1997* sobre

“Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios”, en el que señala para la Unión Europea los objetivos a medio y largo plazo, proponiendo bajo el principio de subsidiaridad unos niveles de crecimiento y competitividad donde se propuso doblar la cuota de participación de las fuentes de energías renovables en el consumo interior bruto de energía de la Unión Europea, marcando un objetivo indicativo del 12% para el año 2010, objetivo que fue transpuesto a nivel nacional en España y recogido en la Ley 54/1997 (CNE, 2011).

Asimismo, la Comisión Europea, en su *“Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”* de noviembre de 2000, planteó las debilidades estructurales a las que se enfrentaba Europa, apostando por objetivos de seguridad en el suministro, objetivos medioambientales, económicos y sociales. En el Libro Verde proponía el fomento de las energías renovables, así como la cogeneración, como energías necesarias para lograr el doble objetivo de reducir la dependencia energética y de limitar la emisión de gases de efecto invernadero (PANER, 2010 y CNE, 2011). Posteriormente se han editado versiones actualizadas del libro verde por parte de la Comisión europea, siendo la última editada la versión del año 2006 *“Libro Verde: Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”* (Comisión de las comunidades europeas, Bruselas, 8.3.2006 COM (2006) 105 final SEC (2006) 317).

En el año 2001 se publicó la *Directiva 2001/77/CE, de 27 septiembre de 2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad*. La directiva fijaba la cuota del 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables sobre el consumo de electricidad de la Unión Europea en el año 2010 y, a su vez, establecía que los Estados miembros deberían crear mecanismos para garantizar el origen de la electricidad generada a partir de dichas fuentes renovables, antes del 27 de octubre de 2003. Este objetivo del 22,1% a nivel comunitario se tradujo en el caso de España en un 29,4% (Mityc).

En el año 2002 se llevó a cabo la aprobación oficial en la Unión europea del Protocolo de Kioto por medio de la *Decisión del Consejo de 25 de abril de 2002 relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo (2002/358/CE)*.

En junio del año 2003 se publicó la *Directiva Europea 2003/54/CE, del parlamento europeo y del consejo, del 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, relativa al mercado eléctrico interno, cuyo artículo tercero se refería a la obligatoriedad de aportación de información por parte de los suministradores de electricidad acerca del origen y el impacto ambiental de su producto. Esta directiva tiene por objetivo el disponer de un mercado interior europeo plenamente abierto que permita a todos los consumidores europeos elegir libremente a sus suministradores y a los suministradores abastecer libremente a sus clientes. Esta directiva es compatible con la libre circulación de mercancías, la libre prestación de servicios y la libertad de establecimiento que el tratado de la unión garantiza a todos los ciudadanos (PANER, 2010; Plan de Energías Renovables 2011-2020 y CNE, 2011).

En relación al procedimiento de comercio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, se publicó la *Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo*. En la directiva se establecía un régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero con vistas a reducir dichas emisiones en la Unión Europea de forma económicamente eficiente. Con ayuda de este régimen, la Unión y los Estados miembros pretendían respetar los compromisos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero contraídos en el marco del Protocolo de Kioto. Las instalaciones que realizan actividades en los sectores de energía, producción y transformación de metales férreos, industrias minerales, fabricación de pasta de papel, papel y cartón están sujetas obligatoriamente a este sistema de comercio de derechos. Posteriormente se modificó esta directiva con la actualización publicada por medio de la *Directiva 2004/101 ICE del Parlamento Europeo y el Consejo de 27 de octubre de 2004, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad europea con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kyoto*.

En el año 2005 se publicó la Comunicación de la Comisión Europea sobre el apoyo de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, *Comunicación de la Comisión sobre el apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (COM (2005) 627 final), de diciembre de 2005*, en la cual se evaluaba la aplicación de la Directiva 2001/77/CE en los distintos Estados miembros, concluyendo que no se consideraba adecuado presentar un sistema europeo armonizado en esta etapa. Sí consideraba adecuado un enfoque coordinado para los sistemas de apoyo basado en la cooperación entre países y la optimización del impacto de los sistemas nacionales. Se determina que los sistemas más eficaces en el caso de la energía eólica son actualmente los sistemas de tarifas reguladas de Alemania, España y Dinamarca (*Feed in Tariffs*) (Comisión europea, 2005).

El 9 de marzo de 2007 el Consejo Europeo de Primavera, con el apoyo del Parlamento Europeo y de los Estados miembros, acordó establecer un objetivo vinculante para que el 20% de su consumo energético de 2020 proceda de fuentes de energía renovables, teniendo en cuenta la situación específica de cada Estado Miembro. También adoptó el compromiso de reducir en la UE al menos un 20% sus emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 respecto a las de 1990.

La *Directiva comunitaria de la Comisión Europea (2009/28/CE) para el fomento y uso de energía procedente de fuentes de origen renovable*. Esta Directiva consolida el principio de subsidiariedad de los Estados Miembros para que puedan elegir sus sistemas de apoyo, al mismo tiempo supone un sistema de garantía de origen para dar transparencia al consumidor de electricidad, por lo que se contempla el tráfico de las garantías de forma compatible con los sistemas de apoyo. Asimismo, la Directiva incorpora unos mecanismos de cooperación para posibilitar el cumplimiento de los objetivos asignados a los Estados para el año 2020. Esta directiva europea contempla unos objetivos obligatorios de energías renovables para la UE y para cada uno de los Estados miembros en el año 2020, así como la elaboración por parte de cada miembro de planes de acción nacionales para alcanzar los citados objetivos. Cada país miembro de la UE ha notificado a la Comisión Europea, antes del 1 de enero de 2010, una previsión en la que se indican: su estimación del exceso de producción de energía procedente de fuentes renovables con respecto a su trayectoria indicativa que podría transferirse a otros Estados miembros, así como su potencial estimado para proyectos conjuntos hasta 2020; y su estimación de la demanda de energía primaria procedente de fuentes renovables que deberá satisfacer por medios distintos de la producción nacional hasta el año 2020 (Mityc e IDAE).

En el Anexo I, parte A de la Directiva 2009/28/CE se establecen los objetivos globales nacionales de cada país miembro para la cuota de energía final bruta obtenida por medio de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía en cifras de 2005 y 2020 (las cifras se transcribirán a partir del anexo I, parte A, de la Directiva 2009/28/CE). Los objetivos fijados por la directiva para España en el año 2020 se indican en la Figura 2.5.2. y son del 20% de cuota de energía final bruta procedente de fuentes renovables.

A) Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en 2005 (S_{2005}) (%)	8,7%
B) Objetivo para la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en 2020 (S_{2020}) (%)	20%
C) Consumo de energía total previsto en valor corregido en 2020 (obtenido del cuadro 1, última casilla) (ktep)	97.041
D) Cantidad de energía prevista procedente de fuentes renovables correspondiente al objetivo 2020 (calculado como $B \times C$) (ktep)	19.408

Figura 2.5.2.: Cuadro con el objetivo en porcentaje de cuota del consumo de energía final bruta para España en el año 2020 según lo fijado por la Directiva 2009/28/CE. (Fuente: Mityc e IDAE).

Para poder cumplir con los requisitos de los artículos 13, 14, 16,17, 18, 19, 20 y 21 de la Directiva 2009/28/CE se deberán llevar a cabo una serie de medidas específicas, una planificación administrativa y

articular las normativas y legislación que proceda en el ámbito legislativo de España.

La situación actual en el año 2011 establece que la regulación estatal que establece las autorizaciones y procedimientos previstos a nivel industrial en España para la implantación de instalaciones de energías renovables, entre ellas la eólica, únicamente resulta de aplicación para aquellas instalaciones cuya autorización corresponde al Estado. Es decir, para las instalaciones de producción de energía eléctrica de más de 50 MW de potencia o aquellas que se encuentren ubicadas en el mar, así como las instalaciones de producción de energía eléctrica de menos de 50 MW de potencia cuando la Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones estén ubicadas en más de una Comunidad Autónoma. En el resto de casos, a nivel industrial, se deberá estar a lo dispuesto en las respectivas Comunidades Autónomas en función de la ubicación de la instalación. Hasta el año 2010 no todas las Comunidades Autónomas han regulado las autorizaciones industriales necesarias para la implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable eólica y los procedimientos de concesión de las mismas, resultando, en consecuencia, de aplicación supletoria en parte del territorio nacional las disposiciones estatales (MITYC e IDAE, 2010 y 2011).

La configuración competencial derivada de la constitución española, ha ocasionado que en España se encuentre una pluralidad de administraciones competentes para la regulación de estos procedimientos a nivel industrial, resultando a nivel industrial que la Administración Estatal resulta competente, en virtud del artículo 149.1.13º y 25º de la constitución española, para dictar la normativa básica en materia de energía. No obstante, el ejercicio de esta competencia no permite al Estado regular los procedimientos de autorización de las instalaciones cuando la competencia para la concesión de la misma dependa de las Comunidades Autónomas. Debido a esto, en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico se indica que al regular las autorizaciones y procedimiento para la autorización de las instalaciones de generación de energía eléctrica, dichas disposiciones no tienen carácter de disposiciones básicas. Los Estatutos de Autonomía las Comunidades Autónomas han asumido la competencia sobre las instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, así como la competencia para el desarrollo legislativo y de ejecución en materia de régimen energético (Mityc e IDAE).

En el año 2009 se ha publicado la nueva *Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero*, la cual forma parte del llamado "paquete verde" que la Unión Europea está llevando a cabo, desde el año 2007 para cumplir el compromiso 20/20/20. Se refiere a un triple objetivo para el año 2020 por el cual se debe conseguir que el 20% del consumo de energía final provenga de fuentes renovables, que se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% (con respecto a las de 1990) y que se produzca una mejora de la eficiencia energética del 20% respecto a la tendencia de consumo (CNE, 2011).

La *Directiva 2009/72/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y otras disposiciones vinculantes de la Unión Europea y por la que se modifica la Directiva 2003/54/CE*. En esta directiva se garantiza adicionalmente que la contribución de la generación de capacidad de producción eléctrica cumplirá con los objetivos del 20% de producción de energía bruta de origen renovable en el año 2020, según lo referido en la Directiva 2009/28/EC para la promoción del uso de las fuentes de energía renovable (Comunidad Europea, 2009).

2.5.2.4. Legislación en España.

La legislación y las normativas aplicables a la energía eólica en España se subdividen, de mayor a menor grado jerárquico, en legislación de carácter estatal, la cual está regulada mediante reales decretos publicados en el B.O.E. (Boletín Oficial del Estado), y la legislación publicada por las diferentes comunidades autónomas de España por medio de la publicación de la legislación y normativas aplicables en los boletines oficiales de cada autonomía (MITYC).

Se indican a continuación las normativas y leyes publicadas en España que afectan en diferente grado a la energía renovable eólica, basadas en las fuentes indicadas en la bibliografía (Fuente: B.O.E. –Boletín

Oficial del Estado-, Boletines oficiales de las comunidades autónomas, MITYC- Ministerio de industria, comercio y turismo-, AEE-Asociación Empresarial Eólica-, APPA-Asociación de Productores de energías Renovables, IDAE- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía-, CNE-Comisión Nacional de la Energía, Pérez Arriaga, 2005, Becker, 2009 y otros). Como parte de la evaluación del estado del arte en cuanto a legislación aplicable al sector de la energía eólica se presenta la denominación de la ley o normativa, una descripción sintética del objeto de la misma y su afección respecto a la energía eólica, para posteriormente en el apartado 2.5.4. proceder a plantear la identificación de los factores específicos que influyen sobre la misma.

Legislación y Normativas de ámbito estatal: como parte del proceso de investigación con el objeto de poder identificar el marco legislativo a la energía eólica se indican las leyes y normativas que están vigentes en la actualidad así como una reseña cronológica de las mismas con sus modificaciones, junto con una breve descripción del objetivo de cada ley y normativa (B.O.E., PANER, PER y AEE).

Las directivas europeas especificadas en el punto 2.5.2.3. definen los objetivos a alcanzar en los diferentes países de la unión europea así como establecen una regulación de rango superior de aplicación en todos los países firmantes. La normativa y legislación nacional de España debe incorporar los requisitos de la Directiva 2009/28/EC sobre el fomento del uso de las energías de fuente renovable así como los requisitos de la Directiva 2009/72/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y otras disposiciones vinculantes de la Unión Europea. En España, con objeto de llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos marcados por las diferentes directivas europeas relativas a la implantación de las energías renovables, se han articulado en el tiempo diferentes planes de desarrollo de las mismas así como planes de acción específicos.

El *Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010 (PFER)*, aprobado en 1999, presentó como objetivo el alcanzar un 12% del consumo bruto de energía primaria en España en el año 2010 por medio del conjunto de todas las energías renovables. En el plan se recogían las orientaciones más relevantes en la articulación de las estrategias necesarias para la promoción, fomento, difusión e innovación de las energías renovables (Becker, 2009).

En el año 2005 se llevó a cabo una actualización del *PFER 1999-2010* mediante la publicación del *Plan de Energías Renovables 2005-2010*, que fue aprobado el 26 de agosto de 2005 por el consejo de ministros del gobierno de España. El objeto fue el de revisar el anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010 para alinearse con las directivas europeas y conseguir como objetivo que las fuentes de energía renovable contribuyan al consumo nacional bruto de energía primaria con un 12% en el año 2010, estableciendo como objetivo de 20155 MW eólicos de potencia instalada en el año 2010.

En relación al cumplimiento de los objetivos marcados por la directiva europea la Directiva europea 2009/28/CE del Parlamento europeo relativa al fomento y uso de energía procedente de fuentes de origen renovable, España ha desarrollado y elaborado el *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2010-2020*, con fecha 11 de junio de 2010, y el ya oficial Plan de Energías Renovables 2011-2020 con el objeto de conseguir los objetivos nacionales marcados para España en la citada directiva. Los objetivos de la directiva europea para España son que las energías renovables representen el 20% del consumo final bruto de energía en el año 2020. Según este borrador del plan la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía en España se estima para el año 2020 en un 22,7%, casi tres puntos superior al objetivo obligatorio fijado por la Unión Europea para sus estados miembros, mientras que la aportación de las renovables a la producción de energía eléctrica se estima que alcanzará el 42,3% con lo que España también superará el objetivo fijado del 40% (Figura 2.5.3.). Dentro del reparto de las diferentes energías renovables el porcentaje asignado por el PANER 2010-2020 y del Plan de Energías Renovables 2011-2020, a la energía eólica para el año 2020 es del 52% de la producción eléctrica de origen renovable, incluyendo conjuntamente la eólica terrestre y la marina (Mityc e IDAE, 2010 y 2011). En el anexo a este documento están referenciadas las normativas aplicables a las energías renovables por Comunidad Autónoma.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (en ktep)	2008	2012	2016	2020
Energías renovables para generación eléctrica	5.342	8.477	10.682	13.495
Energías renovables para calefacción/refrigeración	3.633	3.955	4.740	5.618
Energías renovables en transporte	601	2.073	2.786	3.500
Total en Renovables en ktep	9.576	14.504	18.208	22.613
Total en Renovables según Directiva	10.687	14.505	17.983	22.382
CONSUMO DE ENERGÍA FINAL (en ktep)	2008	2012	2016	2020
Consumo de energía bruta final	101.918	93.321	95.826	98.677
% Energías Renovables/Energía Final	10.5%	15.5%	18.8%	22.7%

Figura 2.5.3.: Esquema de consumo final previsto de energías renovables hasta el año 2020, presentada en la propuesta del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (Fuente: IDAE).

Como referencia de los resultados obtenidos en el año 2010, en la Figura 2.5.4. se indica el reparto en % del consumo de energía primaria obtenido en España en el año 2010, que fue del 11,3% y que se corresponde con un 13,2% del consumo de energía final bruta, de acuerdo a la nueva metodología de cálculo de la participación de energías renovables sobre el consumo final bruto de energía según la directiva 2009/28/CE (Mityc e IDAE).

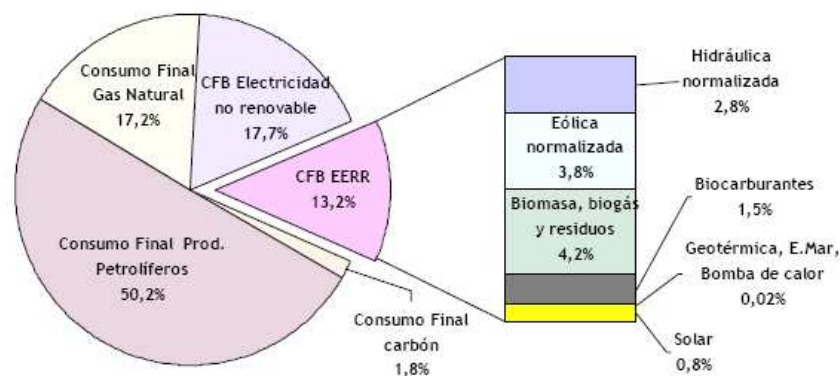


Figura 2.5.4.: Esquema con el reparto en % del consumo de energía primaria en España en el año 2010. (Fuente: Mityc e IDAE).

En la Figura 2.5.5. se indica el reparto en porcentaje de la energía eléctrica producida en España en el año 2010, que fue del 32,3% de origen renovable y de un 14,6% del total de origen eólico.

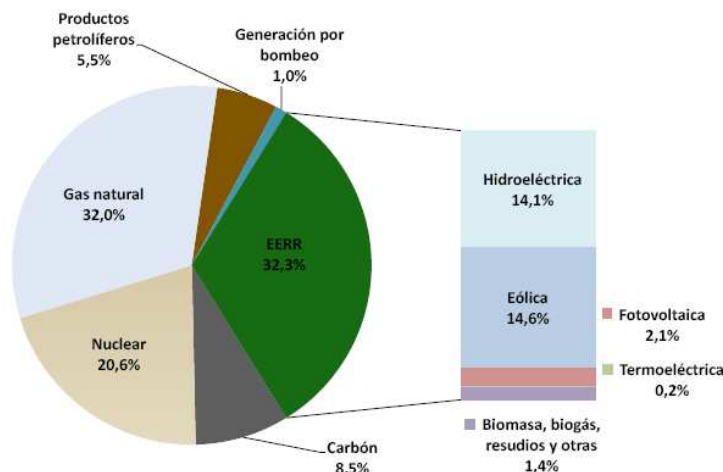


Figura 2.5.5.: Esquema con el reparto en % de la energía eléctrica producida en España en el año 2010. (Fuente: Mityc e IDAE).

El plan de *Estrategia y Ahorro y Eficiencia energética en España 2004-2012 (E4)*, 2003, consiste en una planificación de mejora de la eficiencia energética está instrumentada a través de sus correspondientes Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012, y el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y del Plan de Energías Renovables 2011-2020.

En cuanto a la referencia histórica de la legislación relativa al régimen especial en España desde sus orígenes hasta la actualidad se indica a continuación una breve reseña de las diferentes leyes, normativas y órdenes que afectan a la energía eólica.

La regulación de apoyo a las energías renovables en España tiene su punto de partida con la implantación de la *Ley 82/1980* de conservación de la energía, que fomentó inicialmente la cogeneración y las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia. Esta Ley fue motivada por la necesidad de hacer frente a la segunda crisis del petróleo y, en ella se establecían los objetivos de mejorar la eficiencia energética de la industria y de reducir la dependencia energética del exterior.

Con la implantación del Plan Energético Nacional 1991-2000 se estableció un programa de incentivación de la cogeneración y de la producción con energías renovables para intentar pasar del 4,5% de la producción nacional de energía eléctrica en 1990 al 10% para el año 2000. Dentro de este contexto, la Ley 40/94 del sistema eléctrico nacional (LOSEN) dejó consolidado el concepto de régimen especial (Becker, 2009).

Posteriormente el *Real Decreto 2366/1994* amplió las tecnologías apoyadas por la legislación a la energía eólica, la biomasa, la energía solar y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, basándose en los principios establecidos en la LOSEN. Se incluían en el régimen especial de producción de energía eléctrica aquellas instalaciones de potencia menor o igual a 100 MVA. Estas instalaciones de régimen especial podían ceder su energía excedentaria a la empresa distribuidora más cercana que tuviera la obligación de adquirirla siempre que fuera técnicamente viable. El precio de venta de esta energía debía fijarse en función de las tarifas eléctricas, dependiendo de la potencia instalada y del tipo de instalación, constando de un término de potencia y de un término de energía, además de los complementos correspondientes (Becker, 2009 y CNE, 2011).

El compromiso que se adquirió en el año 1997 por los países de la Unión europea en el Libro Blanco, se materializó en la legislación española por medio de la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*. La Ley del Sector Eléctrico de 1997, que fue publicada en el B.O.E. Nº 285 del 28-11-1997, establece la normativa de desarrollo del sector eléctrico. El marco regulatorio del sector eólico incluye, como pilar fundamental a esta ley (Pérez Arriaga, 2005).

Con la publicación de la *Ley 54/97, de 27 de noviembre, del sector eléctrico*, se establecieron las líneas generales de la liberalización del sector eléctrico y se regularon las actividades destinadas al suministro de

energía eléctrica, consistentes en la generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intra-comunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. Se diferenció a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario que desarrollaran su actividad en el mercado de producción, de los productores acogidos al régimen especial, que debían tener una potencia instalada menor o igual a 50 MW. Se establecía para las instalaciones en régimen especial la posibilidad de incorporar su energía excedentaria al sistema (tal y como se regulaba en el Real Decreto 2366/94), o participar directamente en el mercado de producción. En el primer caso, las instalaciones percibirían el precio medio final que pagan los adquirentes en el mercado organizado más una prima.

En el segundo caso, percibirían, aparte de la prima, el precio marginal horario más la remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios que les pudiera corresponder. Adicionalmente, en el mercado eléctrico se les imputaba el coste de los desvíos entre su energía casada en el mercado y su producción real (Pérez Arriaga, 2005).

El *Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*, establecía la regulación concreta de la retribución de la energía vertida en régimen especial, ajustándose a lo indicado en la Ley 54/97 del sector eléctrico. Dicho Real Decreto establecía que las primas deberían ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros discrecionales y revisadas cada cuatro años (Becker, 2009).

Con el objeto de incentivar una mayor participación de las energías renovables en el mercado eléctrico y debido a la baja contribución al reparto o *mix* energético de las instalaciones de régimen especial en el mercado bajo la aplicación del *Real Decreto 2818/98*, se publicó el *Real Decreto Ley 6/2000, de 23 junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios*. Estableció la obligación para las instalaciones del Real Decreto 2366/94 con una potencia superior a 50 MW de participar en el mercado de producción. Al mismo tiempo, fijó el objetivo de incentivar la participación en el mercado del resto de instalaciones de régimen especial. También se estableció la posibilidad de que estas instalaciones pudieran realizar contratos de venta de energía con comercializadores. Se estableció la cantidad de 0,009015 €/kWh en concepto de garantía de potencia para aquellas instalaciones de régimen especial que participaran en el mercado (Becker, 2009 y CNE, 2011).

En la misma línea que el decreto anterior se publicó en el año 2002 el *Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto*, por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida. Desarrollaba el RD 6/2000, estableciendo la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia superior a 50 MW, que quedaban incluidas en el régimen ordinario, y se fijaba un procedimiento de acceso al mismo, tanto para aquellas obligadas a participar como para las que deseaban acceder de manera voluntaria (CNE, 2011).

En relación a los precios de la electricidad en España, y su influencia en la retribución de la energía eléctrica producida por medio de energía eólica, la Tarifa Media o de Referencia se definió en el *Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre*, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR) y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (Becker, 2009).

Con el *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, se constituyó como un nuevo marco regulatorio para el régimen especial en España. Fue publicado en el B.O.E. Nº 75 del 27-03-2004 y no está ya en vigor en el año 2011 ya que ha sido sustituido por el *Real Decreto 661/2007*, que mantiene vigente la mayoría de los aspectos regulatorios y procedimientos de retribución económica.

El titular de la instalación eólica podía optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia

(TMR) de cada año, o bien por vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tenía derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la TMR. La revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizaría cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectaría a las nuevas instalaciones (CNE, 2011).

En el año 2006 se publicó el *Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético*. En este real decreto (BOE N° 150 del 24-06-2006) se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media a partir del 1 de julio de 2006. Se otorga al Gobierno de España la potestad para realizar el cálculo de la tarifa media y su aprobación, y podrá fijar los límites máximos anuales al incremento de dicha tarifa así como los costes a considerar. Se habilita al Mityc a establecer los sujetos que deberán aportar financiación y las cuantías correspondientes en aquellos períodos de liquidación en que exista déficit para retribuir las actividades reguladas. En aquellos períodos de liquidación en que se produjera superávit, se podrá aplicar a reducir el déficit de períodos anteriores o bien será considerado un ingreso liquidable aplicable a la retribución de actividades reguladas en períodos de tarifa posteriores.

Se desvinculaba la variación de las primas del régimen especial de la tarifa eléctrica media o de referencia. Y se mantenía el régimen del RD 2366/1994, en tanto no se realizase la revisión del régimen especial (CNE, 2011).

La normativa legal vigente en España en el año 2011 para la regulación de la energía eólica es el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial* (publicada en el BOE N° 126, 26-05-2007). Este nuevo real decreto sustituye al Real Decreto 436/2004 y por el cual se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y de remuneración económica de la actividad de producción de energía eléctrica bajo el régimen especial, dentro del cual se determinaba una prima para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que utilizasen energías renovables eólicas.

En la Figura 2.5.6. se presenta una tabla resumen con la clasificación de los grupos de energías renovables incluidos dentro del régimen especial según el RD 661/2007, donde la energía eólica se encuadra en el grupo b.2. y dentro del mismo en el subgrupo b.2.1 la eólica terrestre y en el subgrupo b.2.2 la eólica marina (Fuente: B.O.E. RD 661/2007 y ENDESA).

Grupo	Subgrupo	Energía primaria	Instalación
b.1	b.1.1	SOLAR	SOLAR TÉRMICA
	b.1.2	SOLAR	SOLAR FOTOVOLTAICA
b.2	b.2.1	EÓLICA	EÓLICA TERRESTRE
	b.2.2	EÓLICA	EÓLICA MARINA
b.3	b.3	GEOTÉRMICA-OLAS/MAREAS-ROCAS CALIENTES-OCÉANOTÉRMICA-CORRIENTES MARINAS	GEOTÉRMICA-OLAS/MAREAS-ROCAS CALIENTES-OCÉANOTÉRMICA-CORRIENTES MARINAS
b.4	b.4	HIDRÁULICA	HIDRÁULICA DE POTENCIA NO SUPERIOR A 10 MW
b.5	b.5	HIDRÁULICA	HIDRÁULICA DE POTENCIA SUPERIOR A 10 MW
b.6	b.6	BIOMASA DE CULTIVOS ENERGÉTICOS-RESIDUOS AGRÍCOLAS-DE JARDINERÍA-APROV. FORESTALES-OTRAS OPERACIONES SELVÍCOLAS	BIOMASA
b.7	b.7	BIOMASA DE ESTIÉRCOLES-BIOCOMBUSTIBLES-BIOGÁS	BIOMASA-BIOGÁS
b.8	b.8	BIOMASA DE INSTALACIONES INDUSTRIALES	BIOMASA

Figura 2.5.6.: Tabla resumen con la clasificación de los grupos de Energías renovables incluidos dentro del régimen especial según el RD 661/2007 (Fuente: B.O.E. RD 661/2007 y ENDESA).

El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado en la primera década del siglo XXI, donde han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hizo

necesaria la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR). El marco económico establecido en el RD 661/2007 desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios. El real decreto tiene por objeto dotar a quienes han decidido o decidan en el futuro apostar por el régimen especial de un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente.

Para ello en el RD 661/2006 se mantiene un sistema análogo al contemplado en el RD 436/2004, en el que el titular de la instalación puede optar por las siguientes opciones:

1-Vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación: en el año 2011 la tarifa fija es de 79,084 euros/MWh.

2-Vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En este caso, el Real Decreto 661/2007 introduce una novedad para ciertas tecnologías como la eólica, con unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. La tarifa variable, a la que se suma el precio final del mercado, presenta en el año 2011 un límite superior de 91,737 euros/MWh y un límite inferior de 76,975 euros/MWh (AEE, 2011).

En la Figura 2.5.7. se indican las tarifas y primas de referencia para la energía eólica terrestre (grupo b.2.1) según lo especificado en el artículo 36 del RD 661/2007.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	44,0381			
			a partir de entonces	35,2305			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	41,7500			
			a partir de entonces	33,4000			
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	22,9764			
			a partir de entonces	18,3811			
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
			a partir de entonces	21,5498	20,3200		
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
			a partir de entonces	6,1200	0,0000		

Figura 2.5.7.: Tabla de tarifas y primas de la energía eléctrica retribuida a las instalaciones incluidas dentro del régimen especial del grupo b.2.1 de energía eólica terrestre según el RD 661/2007 (Fuente: B.O.E. RD 661/2007).

Este nuevo sistema de retribución, protege al promotor eólico cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

Los cambios más significativos que presenta el RD 661/2007 frente a la anterior regulación se indican a continuación, según lo publicado por la Comisión Nacional de la Energía (CNE, 2011 y Becker, 2009):

- La retribución del régimen especial no va ligada a la Tarifa Media o de Referencia y la actualización de las tarifas, primas y complementos irá ligada a la evolución de diversos factores (como el IPC o el precio del gas natural).

- Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación procedente de energías renovables que participa en el mercado.
- Se establece un aval que deberán satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar el acceso a la red de distribución. El aval era ya necesario en el caso de productores que se quieran conectar a red de transporte.
- Los nuevos parques eólicos deberán ser capaces de mantenerse conectados a la red ante una breve caída de tensión en la misma.
- Obligación del régimen especial de potencia instalada superior a 10 MW a conectarse a un centro de control.
- Obligación del régimen especial a tarifa a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero por medio de un representante.
- Derecho del régimen especial a tarifa a que la distribuidora sea su representante para la participación en el mercado hasta el 31/12/2008. Los distribuidores empezarán a cobrar al régimen especial por este servicio un cargo de 0,5 c€/kWh a partir del 1/07/2008.
- Se aplicarán costes de desvíos a las instalaciones en régimen especial a tarifa que deban disponer de equipo de medida horaria.

Adicionalmente y para salvaguardar la seguridad y calidad del suministro eléctrico en el sistema, así como para minimizar las restricciones de producción a aquellas tecnologías consideradas hoy en día como no gestionables, se establecen unos objetivos de potencia instalada de referencia, coincidentes con los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), para los que será de aplicación el régimen retributivo establecido en el RD 661/2007.

Para el caso particular de la energía eólica, con el objeto de optimizar su penetración en el sistema eléctrico peninsular, además se debe llevar a cabo un estudio del potencial eólico que es posible evacuar actualmente a la red, cuyos resultados se tendrán en cuenta en la planificación futura de infraestructuras eléctricas para el período 2007-2016 (RD 661/2007 y Becker, 2009).

En el año 2007 se publicó la *Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia* (BOE N° 170,17-7-2007). Según esta Orden, será la CNE el organismo responsable de la expedición y gestión, mediante un sistema de anotaciones en cuenta, de las garantías de origen de la electricidad generada de esta forma.

En julio de 2007 se publicó la *Ley 17/2007, de 4 de julio*, por la que se modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. En esta ley se establece que el Gobierno podrá determinar una prima para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, bio-carburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW (B.O.E. N°180, 2007).

Respecto a la regulación de la instalación y explotación de la energía eólica Offshore está en vigor el *Real decreto N° 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial* (B.O.E. N° 183 del 01-08-2007). El objetivo de este Real Decreto es la regulación de los procedimientos, determinación de las condiciones y criterios que rigen la obtención de las autorizaciones y concesiones administrativas, necesarias para la construcción y ampliación de las instalaciones de generación de electricidad, ubicadas en el mar territorial. Los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica están regulados por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, que será de aplicación en lo que no se oponga al presente real decreto. Adicionalmente existen unos informes elaborados por el organismo público de la Comisión Nacional de Energía (CNE) que establecen una serie de recomendaciones no vinculantes, respecto a la legislación vigente sobre la energía eólica marina Offshore. Los informes

editados al respecto son el *Informe 5/2006 de la CNE* sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regula el procedimiento administrativo de las solicitudes de autorización de las instalaciones de generación eólicas marinas, y el *Informe 4/2006 al Proyecto de Real Decreto de regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de las instalaciones de generación eólicas marinas*. (PANER, 2010 y CNE, 2011).

El *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*. Este real decreto ha sido legislado (B.O.E. Nº 111 del 07-05-2009) para su aplicación debido a la creciente incidencia que sobre el déficit de tarifa eléctrica y para establecer mecanismos respecto al sistema retributivo de las instalaciones del régimen especial. La tendencia que están siguiendo las tecnologías de energías renovables como la eólica, podría poner en riesgo, en el corto plazo, la sostenibilidad del sistema, tanto desde el punto de vista económico por su impacto en la tarifa eléctrica, como desde el punto de vista técnico, comprometiendo además la viabilidad económica de las instalaciones ya finalizadas, cuyo funcionamiento depende del adecuado equilibrio entre generación gestionable y no gestionable. Por estos motivos el Mityc ha considerado necesario adoptar una medida de urgencia que garantice la necesaria seguridad jurídica a aquellos que han realizado inversiones y ponga las bases para el establecimiento de nuevos regímenes económicos que propicien el cumplimiento de los objetivos pretendidos: la consecución de unos objetivos de potencia por tecnología a un coste razonable para el consumidor y la evolución tecnológica de las mismas que permitan una reducción gradual de sus costes y por consiguiente su concurrencia con las tecnologías convencionales. La actual regulación del régimen especial del *RD 661/2007* no establece mecanismos suficientes que permitan planificar las instalaciones de este tipo de energías renovables, ni el montante y la distribución en el tiempo de las primas de retribución y por tanto el impacto en los costes que se imputan al sistema tarifario.

La medida prevista en el *RD 6/2009*, mediante la creación del Registro de pre-asignación de retribución, permite corregir la situación descrita anteriormente desde el mismo momento de su entrada en vigor. Permitirá conocer en los plazos previstos en el Real Decreto-ley, las instalaciones que actualmente, no sólo están proyectadas, sino que cumplen las condiciones para ejecutarse y acceder al sistema eléctrico con todos los requisitos legales y reglamentarios, el volumen de potencia asociado a las mismas y el impacto en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario. En cualquier caso, en el *RD 6/2009* se respetan los derechos y expectativas de los titulares de las instalaciones, previéndose un régimen transitorio necesario para la adaptación. En el artículo 4 del mismo se articulan los requisitos y mecanismos de registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial. La inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución será condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el *RD 661/2007* por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Se publicó el *Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial* (B.O.E. Nº 283 del 23-11-2010) con el objeto de establecer los procedimientos por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, debido al crecimiento del número de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable eólica y debido a las características estructurales del sistema eléctrico español que obligan al establecimiento de requisitos técnicos adicionales para garantizar el funcionamiento del sistema y posibilitar el crecimiento de las tecnologías renovables entre ellas la eólica. El *RD 661/2007*, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece la obligación del cumplimiento de determinados requisitos técnicos como son la obligación de adscripción a centros de control que actuarán como interlocutores del operador del sistema para las instalaciones de potencia igual o superior a 10 MW, así como la obligación de cumplimiento de determinados requisitos de respuesta frente a huecos de tensión para las instalaciones eólicas; siendo el cumplimiento de estos requisitos fundamental para permitir una adecuada operación del sistema en condiciones de seguridad y, como consecuencia de ello, posibilitar la máxima integración en el sistema de las tecnologías de régimen especial en el mix de generación. Para el caso de las instalaciones eólicas, el *RD 661/2007* prevé como fecha máxima de adecuación al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión el 1 de enero de 2010, para las instalaciones anteriores al 1 de enero de 2008, siendo la consecuencia de tal incumplimiento la pérdida del derecho a la percepción de la prima o, en su

caso, prima equivalente, por la energía producida. El desarrollo tecnológico realizado durante los últimos años no ha sido, sin embargo, suficiente para conseguir la adecuación de la mayor parte del parque de generación eólica en la fecha prevista. Las soluciones técnicas para determinadas máquinas han sido desarrolladas en fechas muy recientes, por lo que el Mityc ha considerado conveniente prorrogar la fecha límite de adecuación. Con el RD 1565/2010 se procede a la definición concreta del concepto de modificación sustancial de una instalación a efectos de renovación del régimen económico. Asimismo también se procede a adelantar la finalización del periodo transitorio de adecuación de los puntos de medida de tipo 3 de generación, a fin de agilizar la liquidación económica de las instalaciones que disponen de éstos. Se avanza en la simplificación administrativa, agilizando los procedimientos mediante la utilización de medios electrónicos existiendo la obligatoriedad de presentar la solicitud de inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución exclusivamente por medios electrónicos, a través de la sede electrónica del Mityc. Y finalmente el real decreto procede a la introducción de disposiciones para instalaciones eólicas de carácter experimental e innovador, para posibilitar la realización de actividades de I+D+i en este sector, como pieza fundamental para conseguir los objetivos últimos de reducción de costes y alcanzar, a medio plazo, la completa competitividad con las tecnologías convencionales.

El Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. El real decreto B.O.E. Nº 298 del 08-12-2010 pretende resolver determinadas ineficiencias en la aplicación del Real Decreto-ley 6/2009, para las tecnologías eólicas y solar termoeléctrica, el cual pretendía asegurar el régimen económico vigente en el RD 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, a los proyectos que se encontraran en un estado de maduración avanzado.

El objeto del RD 1614/2010 es la regulación de determinados aspectos de carácter económico para las instalaciones de tecnologías eólica, de los grupos b.1.2 (en tierra) y b.2.1 (en el mar), así como a aquellas de potencia superior a 50 MW de las mismas tecnologías, cuya retribución estuviera vinculada a la de las anteriores. Las instalaciones de tecnología eólica tendrán derecho a percibir la cuantía correspondiente a la prima equivalente o prima, dependiendo de la opción de venta elegida del artículo 24.1.a) o b) del Real Decreto 661/2007, respectivamente, en cada año hasta alcanzar el número de horas equivalentes de referencia, tomando como punto de inicio las cero horas del 1 de enero de cada año.

Para las instalaciones de tecnología eólica en tierra el número de horas equivalentes de referencia será de 2.589 horas/año cuando en un año natural, la media de horas de funcionamiento anual de la totalidad de las instalaciones de tecnología eólica en tierra con inscripción definitiva, sin considerar aquellas que hubieran sido objeto de una modificación sustancial con fecha posterior a la entrada en vigor del presente real decreto, supere las 2.350 horas/año (RD 661/2007 y CNE, 2011).

En relación a la regulación jurídica y en relación al régimen de las tarifas eléctricas aplicables al régimen especial, donde se incluye la energía eólica, se han publicado en el B.O.E. las siguientes leyes y órdenes que afectan a la energía eólica (CNE, 2011), las cuales se citan a continuación.

La Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Mediante esta orden (B.O.E. Nº 316 del 26-12-2010) se revisan los costes y se ajustan los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas a partir del 1 de enero de 2011. Se procede a las actualizaciones trimestrales para el cuarto trimestre de 2010 y el primero de 2011, de las tarifas y primas para las instalaciones de la categoría b) (donde está clasificada la energía eólica), así como de las instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW. En esta orden se procede a incorporar las modificaciones retributivas para las tecnologías eólicas incorporadas por el RD 1565/2010 y por el RD 1614/2010.

La Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

La Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.

La *Orden ITC/1673/2007, de 6 de junio*, por la que se aprueba el programa sobre condiciones de aplicación de aportación de potencia al sistema eléctrico de determinados productores y consumidores asociados que contribuyan a garantizar la seguridad de suministro eléctrico.

El *Real Decreto 485/2009, de 3 de abril*, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. El artículo 7 de este Real Decreto 485/2009, fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso.

El *Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007* (BOE N° 156, 30-06-2007). Regula la metodología para la actualización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, dando una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación. Tiene por objeto que al menos el 29.4% del consumo bruto de la electricidad, venga de las energías renovables.

Las tarifas y primas vigentes para la energía eólica en tierra y en el mar, a partir del 1 de enero del año 2009, se encuentran establecidas en la *Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre*.

Existen adicionalmente unos procedimientos administrativos y técnicos que regulan la operación de la energía eólica, siendo los principales la *Resolución 4 de octubre de 2006*, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el *Procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas* (BOE N° 254, 24-10-2006) y la *Resolución 4 de octubre de 2006*, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el *Procedimiento de operación P.O. 3.7 Programación de la generación renovable no gestionable* (BOE N° 254, 24-10-2006).

Se mencionan, como referencia dentro de la investigación de los aspectos legislativos de la energía eólica, una serie de leyes, procedimientos y regulaciones ministeriales que afectan a la energía eólica y su explotación, que presentan aspectos y factores de influencia sobre el desarrollo de la energía eólica (CNE, 2011), los cuales se identificarán en el apartado 2.5.4.:

El Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adoptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

El Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario de producción por sujeto eléctrico perteneciente al mismo grupo empresarial (BOE N° 53,3-3-2006).

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

La Orden MAM/1445/2006, de 9 de mayo, sobre tarifas del Registro Nacional de Derechos de Emisión (BOE N° 115, 15-5-2006).

Se mencionan en el anexo de bibliografía como referencia temporal histórica una serie de leyes y reales decretos que se han editado en el pasado en España y que han contribuido tanto a la regulación de la energía eólica desde el punto de vista jurídico y normativo, como a su desarrollo e implantación desde el punto de vista de la explotación operativa para la producción de energía eléctrica.

El resto de legislación aplicable al sector eléctrico en España no es alcance de la tesis y puede ser consultado en el anexo de la bibliografía.

Normativas y legislación de ámbito autonómico: en el anexo de bibliografía se indican las normativas y legislación que afectan a la energía eólica que están vigentes en la actualidad y la reseña cronológica de las mismas con sus modificaciones, clasificadas por regiones autónomas.

Como parte de la evaluación del estado del arte en cuanto a legislación autonómica española aplicable al

sector de la energía eólica se presentan en el anexo de la bibliografía las leyes y normativas vigentes actualmente (B.O.E., Boletines oficiales de las comunidades autónomas y AEE-Asociación empresarial Eólica-), para posteriormente en el apartado 2.5.4. plantear la identificación de los factores específicos que influyen sobre la misma.

2.5.2.5. Legislación medioambiental.

La legislación y normativas medioambientales aplicables a la energía eólica en España se subdividen, de mayor a menor grado jerárquico, en legislación de carácter estatal, la cual está regulada mediante reales decretos publicados en el Boletín Oficial del Estado (B.O.E.), y la legislación publicada por las diferentes comunidades autónomas de España por medio de la publicación de la legislación y normativas aplicables en los boletines oficiales de cada autonomía.

La evaluación de impacto ambiental (EIA) no constituye en sí misma un procedimiento administrativo, sino que constituye un trámite del procedimiento de autorización de las instalaciones eólicas (Becker, 2009). Para construir un parque eólico en España es necesario disponer de una declaración de impacto ambiental (DIA) positiva. No es posible construir parques eólicos en zonas protegidas ni en aquellas con un DIA negativo. Los estudios de impacto ambiental y los planes de vigilancia ambiental son cada día más rigurosos y exigentes, asegurando de esta forma un reducido impacto sobre aves y mamíferos (AEE, 2011).

En relación a la normativa medioambiental en España, en virtud de lo dispuesto en la Constitución española de conformidad con el artículo 149.1.23º, corresponde al Estado dictar la normativa básica, y corresponde a las Comunidades Autónomas el desarrollo normativo de las disposiciones básicas en esta materia. En el año 2010, en el ejercicio de esta facultad todas las Comunidades Autónomas han regulado la normativa específica que regula las autorizaciones medioambientales que deben obtenerse para ejecutar las instalaciones de energías renovable, entre ellas las eólicas, resultando por lo tanto de aplicación la normativa básica del estado dictada en esta materia (IDAE y Mityc).

Se indican en las siguientes líneas las principales normativas y leyes publicadas en España actualmente en vigor que afectan de manera directa a la energía renovable eólica desde el punto de vista medioambiental, basadas en las fuentes indicadas en la bibliografía (Becker, 2009 y CNE, 2011).

La Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas sobre el medio ambiente. La exigencia de una evaluación ambiental de las actividades que probablemente vayan a causar impacto negativo sobre el medio ambiente apareció en el marco internacional en la Conferencia de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente Humano, celebrada en Estocolmo en 1972, y posteriormente en la Conferencia de Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo, celebrada en Río de Janeiro en 1992. A partir de ellas nacen algunos de los tratados internacionales en materia de medio ambiente y desarrollo sostenible, incluido también el derecho ambiental español y comunitario. Entre ellas están Directivas 85/337/CEE del Consejo, de 27 de junio de 1985, y 97/11/CE del Consejo, de 3 de marzo de 1997, relativas a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente, y, en el ámbito internacional, el Convenio de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas sobre evaluación del impacto en el medio ambiente en un contexto trans-fronterizo, firmado en Espoo en 1991, y su Protocolo sobre evaluación ambiental estratégica, firmado en Kiev en 2003.

En el ámbito legislativo de España, la evaluación de impacto ambiental constituye un instrumento eficaz para la consecución de un desarrollo sostenible mediante la consideración de los aspectos ambientales en determinadas actuaciones públicas o privadas, desde su incorporación a nuestro derecho interno con el Real Decreto Legislativo 1302/1986, de evaluación de impacto ambiental. Este Real Decreto ha mostrado sus carencias cuando se trata de evitar o corregir los efectos ambientales en el caso de las tomas de decisión de las fases anteriores a la de proyectos, por lo que se planteó como necesario el establecer una herramienta que permitiera actuar de una forma estratégica en las fases anteriores.

Con el RD 9/2006 se introduce en la legislación española la evaluación ambiental de planes y programas, también conocida como evaluación ambiental estratégica, como un instrumento de prevención que permita integrar los aspectos ambientales en la toma de decisiones de planes y programas públicos, basándose en la larga experiencia en la evaluación de impacto ambiental de proyectos, tanto en el ámbito de la Administración General del Estado como en el ámbito autonómico, e incorporando al derecho interno español la Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

La entrada en vigor de la ley supondrá la realización de un proceso de evaluación ambiental estratégica de los planes y programas que elaboren y aprueben las distintas Administraciones públicas. Como principales características y fundamentos del RD 9/2006 se mencionan los siguientes aspectos (RD 9/2006 y Becker, 2009):

- El principio de cautela y la necesidad de protección del medio ambiente a través de la integración de la evaluación ambiental estratégica en las políticas y actividades sectoriales para garantizar que las repercusiones previsibles sobre el medio ambiente de las actuaciones inversoras sean tenidas en cuenta antes de la adopción y durante la preparación de los planes y programas en un proceso continuo, desde la fase preliminar de borrador, antes de las consultas, a la última fase de propuesta de plan o programa.
- Obtención de un claro beneficio empresarial por la inclusión de la información ambiental en la toma de decisiones.
- El fomento de la transparencia y la participación ciudadana a través del acceso en plazos adecuados a una información exhaustiva y fidedigna del proceso planificador.
- El contenido básico y el alcance del denominado «informe de sostenibilidad ambiental», instrumento a través del cual se identificarán, describirán y evaluarán los probables efectos significativos sobre el medio ambiente que puedan derivarse de la aplicación del plan o programa, así como las alternativas razonables, incluida entre otras la alternativa cero, que podría suponer la no realización de dicho plan o programa.
- Incorporación al ordenamiento jurídico español de la Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

Serán objeto de evaluación ambiental, de acuerdo con esta ley, los planes y programas, así como sus modificaciones, que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, entre los cuales están aquellos en los que se establezcan el marco para la futura autorización de proyectos legalmente sometidos a evaluación de impacto ambiental en la materias de energía, incluyendo las instalaciones eólicas tanto en tierra como en el mar.

Evaluación ambiental: La legislación reguladora de los planes y programas introducirá en el procedimiento administrativo aplicable para su elaboración y aprobación un proceso de evaluación ambiental en el que el órgano promotor integrará los aspectos ambientales (Becker, 2009).

En el *informe de sostenibilidad ambiental*, el órgano promotor debe identificar, describir y evaluar los probables efectos significativos sobre el medio ambiente que puedan derivarse de la aplicación del plan o programa de instalación eólica, así como unas alternativas razonables, técnica y ambientalmente viables, incluida entre otras la alternativa cero, que tengan en cuenta los objetivos y el ámbito territorial de aplicación del plan o programa. Se entenderá por alternativa cero la no realización de dicho plan o programa de instalación eólica.

Finalizada la fase de consultas, se elaborará una *memoria ambiental* con objeto de valorar la integración de los aspectos ambientales en la propuesta de plan o programa, en la que se analizarán el proceso de evaluación, el informe de sostenibilidad ambiental y su calidad, y se evaluará el resultado de las consultas realizadas y cómo se han tomado en consideración y se analizará la previsión de los impactos significativos de la aplicación del plan o programa. La memoria ambiental contendrá las determinaciones finales que deban incorporarse a la propuesta del plan o programa.

La memoria ambiental es preceptiva y se tendrá en cuenta en el plan o programa antes de su aprobación definitiva. Será realizada, en el ámbito de la Administración General del Estado, de acuerdo con lo

establecido en el artículo 22 y, en el ámbito de las Comunidades Autónomas, por el órgano u órganos que éstas determinen, y, en todo caso, con el acuerdo del órgano ambiental.

La propuesta de plan o programa final de una instalación eólica, vendrá determinada por el órgano promotor del plan, el cual elaborará la propuesta de plan o programa tomando en consideración el informe de sostenibilidad ambiental, las alegaciones formuladas en las consultas, incluyendo en su caso las consultas transfronterizas, y la memoria ambiental.

El *Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero*, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos (EIA). El objeto de esta Ley (B.O.E. N° 23 del 26-01-2008) es establecer el régimen jurídico aplicable a la evaluación de impacto ambiental de proyectos que consisten en la realización de cualquier actividad comprendida en los anexos I y II. Pretende asegurar la integración de los aspectos ambientales en el proyecto que se realice, mediante la incorporación de la evaluación de impacto ambiental en el procedimiento de autorización o aprobación de la instalación (Becker, 2009).

El RD 1/2008 deroga a los siguientes reales decretos y leyes vigentes con anterioridad a la fecha de su publicación y que se enumeran a continuación: Ley 6/2001, de 8 de mayo, de modificación del RD Legislativo 1302/1986 de Evaluación de Impacto Ambiental (BOE N° 111, 09-05-01); Real Decreto Ley 9/2000 de Modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986 de evaluación de impacto ambiental (BOE N° 241 de 07-10-2000); RD 1131/1988 por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986 de evaluación de impacto ambiental (BOE N° 239 de 05-10-1988).

En relación a la energía eólica Offshore se regula en España según el *Real Decreto 1028/2007* de manera general, y en lo relativo a la legislación ambiental de la misma, mencionar que según Mityc, en el informe realizado del *Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos, 2009*, se definen los aspectos legislativos evaluados y considerados por el ministerio en relación a los marcos legislativos a nivel internacional, europeo, español a nivel estatal y autonómico. Se indican en el anexo de la bibliografía la legislación y normativas aplicables en España, para posteriormente proceder en el apartado 2.5.4. a la identificación y evaluación de los principales factores y aspectos que afectan a la implantación de la energía eólica Offshore.

Según se indica en el citado informe del Mityc, el *Marco de protección ambiental a nivel internacional* viene determinado por los principales compromisos ambientales en el ámbito internacional que se consideran en la Evaluación Ambiental Estratégica del Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos. En el *marco de protección ambiental a nivel nacional* para la realización del Estudio Estratégico Ambiental del litoral español sobre la instalación de parques eólicos marinos se ha considerado además la normativa a nivel nacional que guarda relación con el mismo. En el *marco de protección ambiental a nivel autonómico* se han tenido en cuenta las normativas y leyes vigentes de aplicación sobre el entorno marino.

La *Evaluación de Impacto Ambiental (EIA)* de proyectos se define como el conjunto de estudios y análisis técnicos que permiten estimar los efectos que la ejecución de un determinado proyecto puede causar sobre el medio ambiente (RD 1/2008). Con el RD 1/2008 se pretende establecer el régimen jurídico aplicable a la EIA de proyectos, en nuestro caso eólicos, consistentes en la realización de obras, instalaciones y cualquier otra actividad tal y como se incluye en los anexos I y II del mismo. El RD 1/2008 asegura la integración de los aspectos medioambientales de un proyecto de construcción de parques eólicos, mediante la incorporación del EIA en el procedimiento de autorización del órgano competente (el Estado, la Comunidad autónoma o local competente para proceder a la aprobación del proyecto que requiera un estudio EIA).

En el artículo 1.3 del RD 1/2008 se especifican los factores a considerar en el Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) identificando, describiendo y evaluando los mismos de conformidad con la ley RD 1/2008, así como los efectos directos e indirectos de un proyecto de parque eólico sobre los factores definidos.

El procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos (EIA) se desarrolla en el capítulo II

del RD 1/2008 y comprende una serie de actuaciones a ser cumplimentadas en la tramitación de construcción de un parque eólico.

La evaluación de impacto ambiental de proyectos (EIA) finalizará con la emisión de la declaración de impacto ambiental (DIA) por el órgano ambiental, la cual se hará pública.

En la figura 2.5.8. se muestra un resumen esquemático del flujo de documentación requerido para la presentación de un estudio de impacto medioambiental (EIA), según se define en el RD 1/2008.

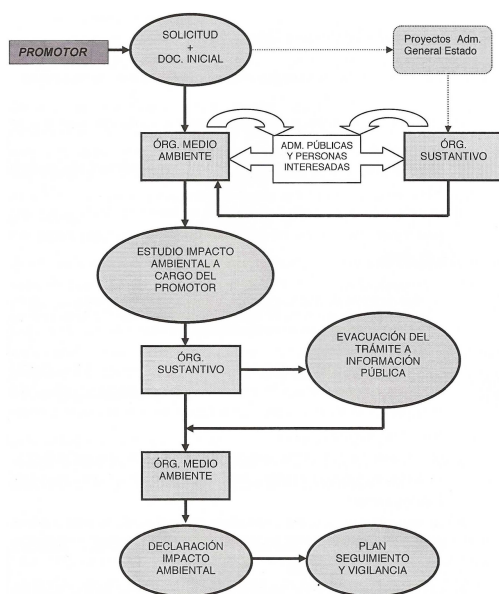


Figura 2.5.8.: Esquema general del procedimiento de tramitación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) (Fuente: RD 1/2008 y Confemetal).

Adicionalmente a la emisión de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), se plantean una serie de *Medidas protectoras, correctoras y compensatorias*, así como un *Plan de vigilancia ambiental* (Becker, 2009). Una vez se han analizados y valorados los impactos generados por el proyecto eólico, con el fin de prevenir y corregir los impactos, se proponen una serie de medidas protectoras, correctoras y compensatorias.

Las *medidas protectoras* son aquellas que evitan la aparición del efecto negativo sobre el medio modificando los elementos que definen la actividad (tecnología, diseño, transporte, materias primas) y que tienen influencia sobre aspectos como el paisaje y sobre la avifauna.

Medidas correctoras. Son medidas de impactos recuperables, dirigidas a anular, atenuar, corregir o modificar las acciones y efectos. Estas medidas correctoras son comunes sobre la flora y la vegetación de la zona, restaurando la cubierta vegetal y procurando nueva vegetación sobre aquellas zonas más perjudicadas.

Medidas compensatorias Son medidas de impactos irreversibles, que no evitan la aparición del efecto, ni lo anulan o atenúan pero contrapesan de alguna manera la alteración del factor que ha generado el impacto. Las más importantes son a nivel social y económico, debido a la expropiación de terrenos y a la disminución de la actividad agraria.

Plan de Vigilancia Ambiental. Todo estudio de impacto ambiental exige la redacción y cumplimiento de un Plan de Vigilancia Ambiental. El plan o programa de vigilancia y seguimiento ambiental tiene como función controlar que los impactos ambientales identificados en tal estudio sean realmente los estimados inicialmente, establecer la manera de llevar a cabo las inspecciones y controles y asegurar que toda

protección ambiental sea ejecutada adecuadamente. En proyectos de parques eólicos, los planes de vigilancia ambiental contendrán, al menos la información requerida en el procedimiento (Becker, 2009).

Declaración de Impacto Ambiental (DIA). El procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) concluye con la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), que constituye el informe que emiten los técnicos del organismo ambiental competente después de analizar el estudio de impacto ambiental presentado por el promotor de la instalación (Becker, 2009). En el artículo 12 del RD 1/2008 se especifica el procedimiento a seguir para la emisión de la declaración medioambiental, según el cual una vez realizado el trámite de información pública y con carácter previo a la resolución administrativa que se adopte para la realización o, autorización de la instalación eólica en nuestro caso, el órgano sustantivo remitirá el expediente al órgano ambiental, acompañado, de las observaciones que estime oportunas, al objeto de que se formule una declaración de impacto ambiental (DIA), en la que se determinen las condiciones que deban establecerse en orden a la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales en el área afectada.

La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) es publicada por el órgano ambiental correspondiente, respecto al Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de un proyecto. La DIA, además de determinar si el proyecto que se quiere ejecutar es compatible o no con su entorno, establece las condiciones ambientales en las que debe llevarse a cabo la construcción, explotación y abandono de dicho proyecto. Además, fija las condiciones en las que debe cumplirse el plan de vigilancia ambiental propuesto por el promotor del proyecto, en su estudio de impacto ambiental (Becker, 2009 y RD 1/2008).

La *Ley 16/2002, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación*, la cual ha sido desarrollada por el Real Decreto 509/2007, incorpora al ordenamiento jurídico en España la Directiva 96/61/CE de la Unión Europea. El objetivo de la Ley 16/2002 es la protección del medio ambiente en su conjunto, con la finalidad de evitar o reducir la contaminación de la atmósfera, el agua y el suelo, y para ello se requiere la introducción de una nueva autorización denominada Autorización Ambiental Integrada (AAI) que trata de integrar la mayor parte de las autorizaciones ambientales sectoriales (incluyendo a las diferentes administraciones públicas del estado, a las comunidades autónomas y al ámbito municipal) (Becker, 2009).

2.5.3. Desarrollo y tramitación de un parque eólico.

La viabilidad para la implantación de un parque eólico esta definida por una serie de factores tales como la accesibilidad al emplazamiento, el potencial eólico de la ubicación y especialmente la rentabilidad de la inversión. Actualmente en España existe una amplia legislación que regula y controla las instalaciones eólicas. Las comunidades autónomas ya han desarrollado en su mayoría una legislación específica aplicable al sector eólico complementaria con la legislación a nivel de estado, y algunas de ellas han implantado un elevado número de MW eólicos en su territorio como por ejemplo las comunidades de Navarra, Galicia, Aragón, Castilla y León, La Rioja, Castilla La Mancha, Asturias, Cantabria, Murcia, Valencia y País Vasco (PANER 2010-2020).

2.5.3.1. Fases de la autorización administrativa.

En el Artículo 28 de la Ley 54/97 del sector eléctrico, se dispone que la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial estarán sometidas aun régimen de autorización administrativa previa (Becker, 2009). En España la autorización de instalaciones de producción se regula por medio del RD 1955/2000, que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorizaciones de instalaciones de energía eléctrica, siendo aplicable a las instalaciones eléctricas de competencia estatal y en las comunidades autónomas sin normativa propia.

En relación a los trámites de autorizaciones administrativas requeridos para la instalación de un parque

eólico por las diferentes administraciones en España, tanto central como autonómicas y locales, se enumeran a continuación los principales aspectos requeridos por el RD 1955/2000 para proceder a la obtención de la citada autorización administrativa para poder realizar la tramitación de un parque eólico (Becker, 2009):

- a) Fase previa competitiva. Algunas comunidades autónomas han regulado un trámite previo a la autorización de la instalación, debido a que se ha definido un desarrollo planificado y ordenado de las instalaciones eólicas, por razones de planificación de las instalaciones de evacuación, o por razones urbanísticas o medioambientales.
- b) Punto de conexión. Con carácter previo a la autorización administrativa, como requisito de los artículos 28.3 de la Ley 54/97 y del artículo 5 del RD 661/2007, será un requisito previo indispensable la obtención de los derechos de acceso y conexión de las redes de transporte o distribución. El acceso a la red de las instalaciones de generación está regulado por el RD 1955/2000, donde se requiere que con carácter previo a la solicitud de acceso a la red el interesado debe constituir ante la administración competente un aval por una cuantía equivalente a 20 Euros/kW. En el anexo XI del RD 661/2007 se establecen las normas técnicas para la conexión a la red eléctrica de las instalaciones de régimen especial.
- c) Autorización administrativa. La presentación de la solicitud de autorización administrativa debe ir acompañada de la documentación que acredite la capacidad técnica y económica del solicitante, de un anteproyecto de la instalación, y cuando la legislación lo exija, de un estudio de impacto ambiental (EIA).
- d) Aprobación del proyecto de ejecución. La aprobación del proyecto de instalación eólica permite a su titular la construcción de la misma, pudiendo tramitarse conjuntamente con la autorización de la instalación eólica.
- e) Autorización de explotación. Se denomina también acta de puesta en marcha y permite una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones eólicas y proceder a su explotación comercial. A la solicitud se acompañará un certificado de final de obra suscrito por un técnico facultativo competente, en el que conste que la instalación se ha realizado de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución aprobado, así como con las prescripciones de la reglamentación técnica aplicable.

Como referencia en cuanto a los procesos de Información pública del proceso administrativo de tramitación de una instalación eólica, en un plazo de veinte días a un mes se publicará la resolución en el «Boletín Oficial» de la provincia respectiva o en el «Diario Oficial» de la Comunidad Autónoma respectiva, y además en el «Boletín Oficial del Estado». Si la instalación afectara a más de una provincia, serán las dependencias de Industria y Energía de la provincia de origen a quien corresponda tramitar la publicación del anuncio en el «Boletín Oficial del Estado». Si se desea solicitar al mismo tiempo la autorización administrativa junto con la declaración de utilidad pública, la información pública se podrá formalizar junto con la correspondiente a la declaración de utilidad pública (según lo establecido en el RD 661/2007).

En relación a la información a remitir a otras administraciones públicas, la administración competente para la tramitación hará el traslado a las distintas administraciones, organismos, empresas de servicio público o de servicios de interés general en la parte que la instalación pueda afectar a bienes y derechos a su cargo. La administración competente para la tramitación del expediente remitirá una separata del anteproyecto, en cuyo contenido estarán las características generales de la instalación y la documentación cartográfica, y si correspondiera, un documento de síntesis del estudio de impacto ambiental, en orden a que en un plazo de veinte días presten su conformidad u oposición a la autorización solicitada. Será la administración encargada de la tramitación la que informara al solicitante de la aceptación u oposición, de tal manera que en el plazo de quince días preste su conformidad o formule los reparos que estime oportunos.

La Dirección General de la administración competente, notificará la resolución dentro de los tres meses desde la presentación de la solicitud de autorización administrativa. En el caso de que la solicitud de autorización fuera desestimada, no habrá resolución expresa.

En los Planes Eólicos en España, desde las propias comunidades autónomas se promueve el solicitar todas las zonas de posibles emplazamientos eólicos para optar a las mismas, pero estas solicitudes deben ir acompañadas de un plan de inversión en el que se expliquen las actividades de fabricación y de creación de empleo en la Comunidad Autónoma en la que se desee localizar el parque eólico (PANER 2010-2020).

2.5.3.2. Requisitos para la inclusión en el régimen especial.

El Real Decreto RD 661/2007 establece en sus artículos 6 al 8 el procedimiento para la adquisición de la condición de instalación de régimen especial, el cual es aplicable a la energía eólica.

De acuerdo a lo regulado en el RD 661/2007 la administración general del estado tendrá competencias en el reconocimiento de la condición de instalación en régimen especial en los casos en que las comunidades autónomas no tengan competencias en la materia, en el caso en que el parque eólico esté ubicado en más de una comunidad autónoma, en el caso de que la potencia de la instalación sea superior a 5 MW y en el caso de tratarse de una instalación eólica ubicada en el mar territorial. En el resto de casos será aplicable por defecto la normativa de las comunidades autónomas.

Respecto a los requisitos requeridos por el RD 661/2007 para el otorgamiento e inclusión de una instalación eólica en el Régimen Especial, este será otorgado por la administración competente previa acreditación mediante una memoria con las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación, así como de una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida a la red. (Becker, 2009)

El procedimiento administrativo para la inclusión de una instalación eólica en el régimen especial deberá iniciarse con la presentación de la solicitud acompañada de los documentos acreditativos de los requisitos técnicos anteriores y una memoria resumen con datos de la entidad peticionaria. La tramitación de la solicitud se realizará según lo previsto en la Ley 30/1992 de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, debiendo realizarse la resolución sobre la solicitud en tres meses. En caso de silencio negativo, este tendrá efectos desestimatorios, existiendo la posibilidad de presentación de recurso de alzada.

Las instalaciones eólicas habrán de inscribirse mediante una solicitud de inscripción previa en la sección segunda del Registro Administrativo de las Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (REPE), acompañada del acta de puesta en servicio provisional para pruebas y el contrato técnico con la empresa distribuidora. Una vez inscrita la comunidad autónoma competente trasladará la solicitud y la documentación a la Dirección General de Política energética y Minas (DGPEM).

La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la DGPEM y podrá ser simultánea a la solicitud del acta de puesta en servicio de la instalación. En el caso de que la competencia para la resolución corresponda a una comunidad autónoma, ésta en el plazo de un mes, deberá comunicar la inscripción en el registro autonómico, o bien comunicar los datos precisos para la inscripción definitiva en el REPE a la DGPEM, acompañado del acta de puesta en servicio definitiva según lo definido en el artículo 132 del RD 1955/2000. Cuando resulte competente la DGPEM deberá resolver la solicitud de inscripción definitiva en un plazo máximo de un mes.

La DGPEM comunicará la inscripción definitiva de la instalación eólica en ese registro al operador del mercado, al operador del sistema, a la CNE y a la comunidad autónoma que resulte competente.

La condición de instalación acogida al régimen especial tendrá efectos desde la fecha de la resolución del otorgamiento de esta condición emitida por la autoridad competente (Becker, 2009).

Se han producido en la legislación española cambios legislativos en relación a las primas a aportar por la administración pública a la energía eléctrica producida de origen eólico, con el objetivo de reducir el llamado déficit de tarifa eléctrica producido por las desviaciones entre las estimaciones de costes e ingresos de la producción eléctrica, debiéndose estas desviaciones en gran medida a un mayor crecimiento del coste del régimen especial por un incremento en las horas de funcionamiento superior a las previstas y por un incremento de los valores retributivos por su indexación a la cotización del Brent, y a una minoración de los ingresos por peajes por una caída de la demanda muy acusada que se consolida para este ejercicio.

Se han promulgado dos decretos ley que conllevan por un lado la paralización del pre-registro de nuevas instalaciones eólicas a partir de enero de 2012, según el Real Decreto RD 1/2012, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes

de energía renovables y residuos.

Por otro lado el Real Decreto-ley 2/2013 que incluye la modificación de las actualizaciones de retribuciones de actividades del sistema eléctrico vinculadas al Índice de Precios de Consumo (IPC), siendo sustituido dicho índice por el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos. Además este RD ley 2/2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, además regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, por medio de la modificación del Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, donde se modifica el valor de la prima de referencia de todos los subgrupos de energía renovable, incluida la eólica terrestre, que pasa a tener un valor de 0 c€/kWh y se suprimen los valores de los límites superiores y límites inferiores (tabla 3 del artículo 36 del RD 661/2007). En el caso de la energía eólica Offshore se modifica el Artículo 38. Tarifas para instalaciones de la categoría b), grupo b.2: energía eólica, quedando así: «1. Para las instalaciones del subgrupo b.2.2, se establece una tarifa máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia que se regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones eólicas en el mar territorial con un valor de 14,8557c€/kWh.».

Ambas modificaciones legislativas suponen de facto una moratoria legislativa administrativa en la implantación y desarrollo de la energía eólica en España (RD 1/2012 y RD 1/2013).

2.5.3.3. Fases de desarrollo y construcción de un parque eólico.

Las diferentes actividades y aspectos a considerar para la construcción de un parque eólico se describen de manera sintética a continuación basándose en la bibliografía y en la legislación aplicable (Becker, 2009; AEE, 2011; APPA, 2011; PANER 2010-2020, legislación y normativa vigente referenciada en la bibliografía del capítulo 6):

1-Identificación del proyecto de parque eólico. La identificación es el principio de cualquier actividad de instalación, la cual la debe realizar el promotor del potencial parque eólico y no lleva asociados costes relevantes.

2-Fase de mediciones en el emplazamiento. Esta fase comienza con la elección de un punto del emplazamiento en el que se realizarán las mediciones de viento y adicionalmente se procederá a la tramitación de la licencia de la instalación de la torre meteorológica de medición.

Las actividades a llevar a cabo en esta fase de mediciones son las siguientes:

- Muestreo de lugares favorables con recurso eólico adecuado.
- Evaluación del potencial eólico del emplazamiento: conlleva el proceso de medición de las características del viento.
- Obtención de mapas de viento del emplazamiento y datos de la producción potencial de energía eléctrica con diferentes modelos de aerogenerador.
- Análisis de viabilidad, desde el punto de vista de producción energética, de cada modelo de aerogenerador.

3-Estudios de ingeniería y proyecto de parque eólico. Una vez evaluado el recurso eólico del emplazamiento eólico se define el tipo de instalación a montar, determinándose la configuración del parque eólico mediante la definición de los siguientes parámetros técnicos:

- Número y posición de los aerogeneradores en el parque eólico.
- Modelo y tipo de aerogenerador seleccionado.
- Altura del buje.

Con los datos este estudio se puede evaluar la producción de energía del parque eólico y definir las características y dimensionamiento de la infraestructura eléctrica necesaria (centros de transformación, subestación y línea de evacuación de energía, etc.).

4-Estudio de impacto ambiental (EIA). Finalizada la fase anterior es necesario analizar las repercusiones ambientales con un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). La reducción del nivel de ruido de los aerogeneradores es un factor muy importante, que ayuda en gran medida a la implantación del parque

eólico en la proximidad de zonas pobladas. En este estudio de impacto ambiental se verifica si el diseño de los aerogeneradores contempla el ciclo de vida, identificando los materiales no reciclables y especificando el destino de los no reciclables, lo cual contribuye a reducir el impacto ambiental ocasionado.

5-Autorizaciones administrativas y licencias de obra e instalación. En los boletines y diarios oficiales de las comunidades autónomas se publican las aprobaciones de los parques eólicos en los emplazamientos solicitados por el promotor de la instalación eólica.

6-Financiación del parque eólico. Una vez obtenidas todas las licencias y autorizaciones administrativas se puede iniciar la construcción e instalación del parque eólico. Para ello se debe proceder a la gestión de la financiación de la instalación.

7-Construcción del parque eólico. Las actividades asociadas a la construcción e instalación de un parque eólico Onshore se describen de manera sintética a continuación:

- Licencias municipales de construcción del parque eólico y de actividad.
- Especificación técnica del parque eólico y petición de oferta de suministros de los componentes del parque eólico (aerogeneradores, obra civil, infraestructura eléctrica, etc.).
- Contratación (aplica a todas las actividades de instalación del parque tales como transporte, grúas, instalación, obra civil, etc.), pudiendo existir diferentes opciones de contratación de la construcción de un parque eólico, mediante la contratación de los trabajos y suministros por partidas, o mediante la contratación de todos los servicios en conjunto, a un precio cerrado.
- Construcción de las operaciones de ejecución de la obra civil y de las operaciones de montaje del aerogenerador en el emplazamiento.
- Acta administrativa de Puesta en Marcha del parque eólico (acta provisional y acta definitiva).
- Inscripción definitiva en el Registro Productores en Régimen Especial.
- Contrato de venta de energía, el cual registra la legislación aplicable y las condiciones económicas del suministro de la energía eléctrica producida por el parque eólico.

En el caso de un parque eólico Offshore, aplican los puntos anteriores y además es necesario remitirse a los requisitos y condiciones específicas de operaciones de instalación y trabajos de acuerdo a la legislación marítima nacional e internacional, en función de la localización del emplazamiento marino.

8-Explotación del parque eólico. Si no es el promotor eólico el que realiza directamente la operación de explotación del parque eólico se fijará la disponibilidad energética y técnica de las instalaciones eólicas mediante un contrato, en el que se penalizara económicamente el incumplimiento del mismo. En la fase de explotación se incluyen generalmente una serie de aspectos y requisitos tales como los siguientes:

- Contrato de mantenimiento del parque eólico.
- Gestión y administración del parque eólico (puede ser una gestión llevada a cabo internamente por el promotor o puede ser contratada externamente).
- Seguro del parque eólico.

9-Infraestructura y obra civil de los parques eólicos. En esta fase se comienza con las operaciones de trazado en planta de los ejes viables para minimizar los movimientos de tierras en el caso de aerogeneradores Offshore. Se procede a la definición de áreas de giro y a la construcción de la cimentación del aerogenerador. En el caso de parques eólicos Offshore las tareas de cimentación del fondo marino se llevan a cabo mediante protocolos específicos teniendo en cuenta la legislación medioambiental aplicable.

10-Instalaciones eléctricas de los parques eólicos. El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto transferir la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red eléctrica general, en las mejores condiciones técnicas, tanto para la infraestructura del parque eólico como para la compañía distribuidora de la electricidad. En el caso de parques eólicos Offshore el transporte de la energía se realiza mediante cable submarino mediante una subestación marina instalada en el mar dentro del parque eólico, para posteriormente transportar la electricidad por medio del cable submarino a la subestación en tierra.

2.5.4. Síntesis de factores y aspectos legislativos, administrativos y medioambientales aplicables al sector de la energía renovable eólica.

Como resultado de la investigación de la tesis se enumeran a continuación los principales aspectos y factores legislativos, administrativos y de tipo medioambiental que afectan a la energía eólica, a los aerogeneradores eólicos, a su instalación y explotación en los emplazamientos terrestres y marinos.

Los criterios de identificación y selección de factores legislativos, aspectos legislativos y medioambientales (Ceña A., Iuga D., Simonot E. et al.) que influyen en el desarrollo e implantación de la energía eólica se basan en los siguientes aspectos:

- El alcance de la presente tesis doctoral.
- Las tipologías de factores y aspectos identificados según lo referenciado en la legislación y normativa vigente aplicable para la instalación y construcción de parques eólicos, así como en la bibliografía consultada.

Como se indicó en el punto 2.5.1. los elementos de la energía eólica objeto de investigación incluidos dentro del alcance de la presente tesis son los aerogeneradores de eje horizontal de los tipos Onshore y Offshore, considerándose dentro de los mismos los siguientes aspectos:

- los aspectos técnicos y normativos.
- la construcción del parque eólico.
- la instalación del aerogenerador en el parque eólico.
- los factores de explotación y operación del parque eólico.

En función de este alcance, y con objeto de facilitar la investigación y la presentación de resultados, se procede a agrupar los aspectos legislativos que afectan a la energía eólica por categorías, a las cuales se les asignarán por parte del autor los diferentes factores y aspectos de influencia identificados. Para realizar la sub-clasificación de factores el autor se ha basado en la estructura del RD 661/2007 y en el resto de legislación referenciada para el sector eólico en el apartado de bibliografía referenciada en el capítulo 6.

Para realizar la sub-clasificación de factores, su identificación y selección, el autor se ha basado en las siguientes fuentes bibliográficas, de información y legislación aplicable:

- La estructura del RD 661/2007: define los grupos de factores principales como son los administrativos, económicos, técnicos, ambientales, etc.
- La estructura del resto de legislación española referenciada para el sector eólico en el apartado de bibliografía: define los grupos de factores principales.
- La bibliografía seleccionada: aportan los factores a considerar y sus datos específicos.
- Los datos aportados por los principales organismos públicos y privados del sector eólico (informes, estudios, normativas, etc.) entre los cuales se mencionan los siguientes: CNE (Comisión Nacional de la Energía), APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables), Asociación Empresarial Eólica (AEE), Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), Ministerio de Medioambiente y Medio rural y marino, IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía), CCAA (Legislación autonómica y regional de aplicación en la energía eólica), Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER), Red Eléctrica de España (REE), Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.

Las diferentes categorías en las que se plantea la clasificación de los diferentes factores legislativos se indican a continuación:

- Factores y aspectos administrativos: incluyen aspectos relativos a autorizaciones, tramitación, pre-registro, permisos de instalación, etc.
- Factores y aspectos económicos de índole legislativa: incluyen aspectos relativos a tasas, primas a la producción eléctrica, subvenciones, producción energética, etc.
- Factores y competencias legislativas: incluyen los aspectos relativos a la coordinación entre las diferentes administraciones públicas en España según la legislación vigente.

- Factores y aspectos técnicos y constructivos: incluyen aspectos relativos a los factores técnicos y de instalación de parques eólicos.
- Factores y aspectos Medioambientales: incluyen aspectos relativos a los factores definidos por la legislación relacionados con la instalación y operación de parques eólicos.
- Factores de apoyo y ayudas de las administraciones públicas.

Se identifican a continuación los factores y aspectos fundamentales que afectan a la energía eólica desde el punto de vista legislativo en cada categoría previamente definida, en función de la bibliografía consultada y de la actual legislación y normativas en vigor o en trámite de aprobación, los cuales se sintetizarán en una tabla resumen al final de cada sub-apartado.

2.5.4.1. Factores y aspectos legislativos, administrativos.

Se identifican en este apartado diferentes áreas de la legislación referenciada en la presente tesis en las cuales se mencionan requisitos y elementos relativos a los aspectos administrativos de las instalaciones de energía eólica, entre los cuales se incluyen aspectos relativos a las autorizaciones, tramitación, pre-registro, permisos de instalación, etc.

a) Procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial.

Los aspectos administrativos para poder obtener las autorizaciones oficiales, los requisitos y procedimientos administrativos para la inclusión de un parque eólico en el régimen especial en España están regulados a nivel general por el RD 661/2007, Cap. II. y por la legislación y normativa vigente indicada en el mismo, tanto de ámbito estatal como de ámbito autonómico y local (PANER 2010-2020, Plan de Energías Renovables 2011-2020 y RD 661/2007, Cap. II, Artículo 4.).

De manera sintetizada se presentan en la Figura 2.5.9. los principales factores legislativos de carácter administrativo que se han identificado para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial (RD 661/2007).

Disposiciones Generales de los procedimientos administrativos. Con respecto a los factores y aspectos relativos a las Disposiciones Generales (capítulo II del RD 661/2007), se citan los principales factores identificados que afectan a la energía eólica relacionados con cada uno de los siguientes aspectos del RD 661/2007:

- 1- Autorización de instalaciones (Artículo 5): los principales factores a considerar son los siguientes.
 - Obtención de los derechos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes (requisito previo indispensable).
 - Procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones eólicas de producción en régimen especial.
 - Procedimientos simplificados para la autorización de instalaciones cuando éstas tengan una potencia instalada no superior a 100 kW.
- 2- Requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial (Artículo 6): los principales factores a considerar son los siguientes.
 - Solicitud de Condición de instalación de producción acogida al régimen especial: se debe solicitar ante la administración competente su inclusión en una de las categorías, grupo o subgrupo a los que se refiere el artículo 2 (en el caso de la eólica en el grupo b.2).
 - Acreditar el cumplimiento de los requisitos a que se refiere el artículo 2 con las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.
 - Deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red.

Procedimiento. Con respecto a los aspectos relativos al Procedimiento (Capítulo II) y a las fases del mismo, se identifican los siguientes factores que afectan a la energía eólica (capítulo II del RD 661/2007):

1-Presentación de la solicitud (Artículo 7): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Solicitud de inclusión en el régimen especial: esta deberá ser presentada por el titular de la instalación o por quien le represente legalmente.
- Presentación de la documentación acreditativa de los requisitos técnicos del artículo 6.
- Presentación de una memoria-resumen de la entidad peticionaria con la documentación requerida en el artículo 7.

2-Tramitación y resolución (Artículo 8): los principales factores a considerar son los siguientes.

- El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en sus normas de desarrollo.
- Resolución expresa sobre la solicitud: el plazo máximo de resolución de la solicitud es de 3 meses.

Registro de instalaciones de producción en régimen especial (Capítulo II). En relación a las fases del mismo se identifican los siguientes factores y aspectos que afectan a la energía eólica (capítulo II del RD 661/2007):

1-Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial (Artículo 9): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (según el artículo 21.4 de la Ley 54/1997): las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del registro administrativo.
- Procedimiento de inscripción: este consta de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

2-Inscripción previa (Artículo 11): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Solicitud de inscripción previa: se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Documentación de la solicitud de inscripción previa: se acompañará del acta de puesta en servicio provisional para pruebas, del contrato técnico con la empresa distribuidora, del contrato técnico de acceso a la red de transporte, de aquella documentación que hubiera sido modificada respecto de la presentada para el otorgamiento de la condición de instalación acogida al régimen especial.
- Traslado de la inscripción y del documento del anexo III: la CCAA competente deberá dar traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas, en un plazo máximo de un mes, de la inscripción de la instalación en el registro autonómico para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo, acompañado del modelo de inscripción del anexo III.
- Asignación de un número de identificación en el registro: se emitirá un comunicado a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma competente y esta al interesado.
- Cumplimiento a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 2019/1997: la formalización de la inscripción previa en el Registro administrativo será considerada requisito suficiente.

3- Inscripción definitiva (Artículo 12): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Solicitud de inscripción definitiva: se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Documentación de la solicitud de inscripción definitiva: se acompañará de la documentación requerida en el artículo 12 del RD 661/2007.
- Resolución de la solicitud: en el plazo de un mes se deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o de los datos precisos para la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial a la Dirección General de Política Energética y Minas, según el modelo de inscripción del anexo III.
- Asignación de un número de identificación en el registro: se enviará un comunicado a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma competente y esta al interesado.

4-Caducidad y cancelación de la inscripción previa (Artículo 13): la inscripción previa será cancelada si, transcurridos tres meses desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva.

5- Efectos de la inscripción (Artículo 14): la inscripción definitiva de la instalación en el Registro

administrativo de instalaciones de producción en régimen especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en este real decreto.

6-Cancelación y revocación de la inscripción definitiva (Artículo 15): la cancelación de la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial se produce por cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial o por revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial.

En la Figura 2.5.9. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos identificados en los trámites necesarios para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES ADMINISTRATIVOS

FACTORES AMINISTRATIVOS (RD 661/2007): autorizaciones, tramitación, pre-registro, permisos de instalación.

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
AUTORIZACIÓN DE INSTALACIONES	Obtención de los derechos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes (requisito previo indispensable).	RD 661/2007. Cap. II, Art.5.	Administración General del Estado
	Procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones eólicas de producción en régimen especial.	RD 661/2007. Cap. II, Art.5.	Administración General del Estado
	Procedimientos simplificados para la autorización de instalaciones cuando éstas tengan una potencia instalada no superior a 100 kW.	RD 661/2007. Cap. II, Art.5.	CCAA
REQUISITOS PARA LA INCLUSIÓN DE UNA INSTALACIÓN EN EL RÉGIMEN ESPECIAL.	Solicitud de Condición de instalación de producción acogida al régimen especial: se debe solicitar ante la administración competente su inclusión en una de las categorías, grupo o subgrupo a los que se refiere el artículo 2 (en el caso de la eólica en el grupo b.2).	RD 661/2007. Cap. II, Art.6.	Administración General del Estado y CCAA
	Acreditar el cumplimiento de los requisitos a que se refiere el artículo 2 con las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación	RD 661/2007. Cap. II, Art.6.	Administración General del Estado y CCAA
	Deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red.	RD 661/2007. Cap. II, Art.6.	Administración General del Estado y CCAA
PRESENTACION DE LA SOLICITUD	Solicitud de inclusión en el régimen especial: esta deberá ser presentada por el titular de la instalación o por quien le represente legalmente.	RD 661/2007. Cap. II, Art.7.	Administración General del Estado y CCAA
	Presentación de la documentación acreditativa de los requisitos técnicos del artículo 6.	RD 661/2007. Cap. II, Art.7.	Administración General del Estado
	Presentación de una memoria-resumen de la entidad peticionaria con la documentación requerida en el artículo 7.	RD 661/2007. Cap. II, Art.7.	Administración General del Estado
TRAMITACION Y RESOLUCION	El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en sus normas de desarrollo.	RD 661/2007. Cap. II, Art.8.	Administración General del Estado
	Resolución expresa sobre la solicitud: el plazo máximo de resolución de la solicitud es de 3 meses.	RD 661/2007. Cap. II, Art.8.	Administración General del Estado
REGISTRO ADMINISTRATIVO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL.	Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (según el artículo 21.4 de la Ley 54/1997): las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del registro administrativo.	RD 661/2007. Cap. II, Art.9.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
	Procedimiento de inscripción: este consta de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.	RD 661/2007. Cap. II, Art.9.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
INSCRIPCION PREVIA	Solicitud de inscripción previa: se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas.	RD 661/2007. Cap. II, Art.11.	Dirección General de Política Energética y Minas y CCAA
	Documentación de la solicitud de inscripción previa: se acompañará del acta de puesta en servicio provisional para pruebas, del contrato técnico con la empresa distribuidora, del contrato técnico de acceso a la red de transporte, de aquella documentación que hubiera sido modificada respecto de la presentada para el otorgamiento de la condición de instalación acogida al régimen especial.	RD 661/2007. Cap. II, Art.11.	Dirección General de Política Energética y Minas y CCAA
	Traslado de la inscripción y del documento del anexo III: la CCAA competente deberá dar traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas, en un plazo máximo de un mes, de la inscripción de la instalación en el registro autonómico para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo, acompañado del modelo de inscripción del anexo III.	RD 661/2007. Cap. II, Art.11.	CCAA
	Asignación de un número de identificación en el registro: se emitirá un comunicado a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma competente y esta al interesado.	RD 661/2007. Cap. II, Art.11.	Dirección General de Política Energética y Minas y CCAA
	Cumplimiento a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 2019/1997: la formalización de la inscripción previa en el Registro administrativo será considerada requisito suficiente.	RD 661/2007. Cap. II, Art.11.	Dirección General de Política Energética y Minas
INSCRIPCION DEFINITIVA	Solicitud de inscripción definitiva: se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas.	RD 661/2007. Cap. II, Art.12.	Dirección General de Política Energética y Minas
	Documentación de la solicitud de inscripción definitiva: se acompañará de la documentación requerida en el artículo 12 del RD 661/2007.	RD 661/2007. Cap. II, Art.12.	Dirección General de Política Energética y Minas y CCAA
	Resolución de la solicitud: en el plazo de un mes se deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o de los datos precisos para la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial a la Dirección General de Política Energética y Minas, según el modelo de inscripción del anexo III.	RD 661/2007. Cap. II, Art.12.	Dirección General de Política Energética y Minas y CCAA
	Asignación de un número de identificación en el registro: se enviará un comunicado a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma competente y esta al interesado.	RD 661/2007. Cap. II, Art.12.	Dirección General de Política Energética y Minas y CCAA
CADUCIDAD Y CANCELACIÓN DE LA INSCRIPCION PREVIA	La inscripción previa será cancelada si, transcurridos tres meses desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva.	RD 661/2007. Cap. II, Art.13.	Dirección General de Política Energética y Minas
EFFECTOS DE LA INSCRIPCION	La inscripción definitiva: de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en este real decreto.	RD 661/2007. Cap. II, Art.14.	Dirección General de Política Energética y Minas
CANCELACION Y REVOCACION DE LA INSCRIPCION DEFINITIVA	Cancelación de la inscripción definitiva en el Registro administrativo de Instalaciones de producción en régimen especial: por cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial o por revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial.	RD 661/2007. Cap. II, Art.15.	Dirección General de Política Energética y Minas y CCAA

Figura 2.5.9.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a los procesos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial (Fuente: RD 661/2007 y elaboración propia).

El ámbito de la legislación autonómica en España no es el alcance de la presente tesis doctoral, por lo que se reseña a continuación con carácter informativo y como sujeto de futuras investigaciones. Las comunidades autónomas presentan las siguientes características desde el punto de vista administrativo en relación a la energía eólica (PANER, 2010; PER 2011 y bibliografía referenciada en el capítulo 6):

- Competencias para la concesión de la autorización administrativa: tienen competencias para la implantación de nuevas instalaciones de energías renovables cuando su potencia sea menor de 50 MW y no afecten a dos o más Comunidades Autónomas.
- Marcos legislativos: los gobiernos autonómicos en general han puesto en vigor distintos marcos legislativos que regulan los procedimientos necesarios para la aprobación de proyectos de energías renovables, dependiendo de la potencia de la instalación o de la tecnología. Cuando la instalación es en baja tensión se exime a estas instalaciones de la necesidad de obtener una autorización previa a su ejecución, requiriendo únicamente una autorización previa a su puesta en marcha.
- En función de la tecnología eólica: indicar que se ha previsto un procedimiento especial para la implantación de las instalaciones eólicas, donde todas las comunidades autónomas han regulado un procedimiento específico para la autorización de las instalaciones eólicas.
- Planes autonómicos: los gobiernos de las comunidades autónomas disponen de planes autonómicos (PANER, 2010; PER, 2011 y legislación autonómica) con objetivos concretos para el aprovechamiento de los recursos renovables, y estos Planes de Energías Renovables a nivel autonómico representan el instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas y de fomento de las energías renovables en cada comunidad autónoma.

b) Procedimientos administrativos de derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica en el régimen especial.

Con respecto a los factores y aspectos relativos a los derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica en el régimen especial (Capítulo III del RD 661/2007), se citan los principales factores identificados que afectan a la energía eólica relacionados con cada uno de los siguientes aspectos del RD 661/2007:

1-Contratos con las empresas distribuidoras de red (Artículo 16): El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas.

- Firma de contrato: la empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir un contrato tipo con el productor de energía eólica, cuyo contenido básico será el siguiente:
 - Punto conexión y medida, indicando las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
 - Características de la energía cedida y de la energía consumida.
 - Causas de la rescisión o de la modificación del contrato.
 - Condiciones de explotación de interconexión.
- Firma de un contrato técnico de acceso a la conexión a la red de transporte según el artículo 58 del RD 1955/2000.
- Autorizaciones administrativas de las instalaciones: serán requeridas para la firma de los contratos con las empresas de red.

2-Derechos de los productores de energía eólica en régimen especial (Artículo 17): los titulares de instalaciones de producción de energía eólica acogidas al régimen especial tendrán los siguientes derechos:

- Conectar en paralelo los equipos eólicos a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.
- Transferir a la red, a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte, la producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.
- Percibir la retribución prevista según la legislación vigente: el productor percibirá por la venta, total o parcial, de la energía eléctrica generada neta en cualquiera de las opciones que aparecen en el artículo 24.1 del régimen económico del RD 661/2007, la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto. El derecho a la percepción de la tarifa regulada, o prima, estará supeditada a la inscripción definitiva de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial.
- Vender toda o parte de la producción eléctrica neta a través de líneas directas.
- Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica en los términos establecidos en el anexo XI del RD 661/2007.

2-Obligaciones de los productores de energía eólica en régimen especial (Artículo 18): los titulares de instalaciones de producción de energía eólica acogidas al régimen especial tendrán las siguientes obligaciones:

- Las obligaciones generales de los productores de energía eólica según lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley 54/1997 son las siguientes:
 - Adoptar la normativa de seguridad, técnica y de homologación/certificación.
 - Cumplir normativa de generación, transporte y gestión técnica del sistema.
 - Mantener las instalaciones en un grado óptimo de operación.
 - Facilitar a la administración competente la información técnica de la producción y el consumo.
 - Cumplir la normativa medioambiental.
- Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas.
- La instalación eólica será inscrita en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997.
- Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema.
- La obligación de adscripción a un centro de control de generación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o prima establecida en el RD 661/2007.
- Los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema, serán por cuenta de los generadores en régimen especial adscritos a los mismos.
- Las instalaciones eólicas están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas», aprobado mediante resolución de 4 de octubre de 2006 de la Secretaría General de Energía.
- Envío de documentación (Artículo 19): los titulares o explotadores de las instalaciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial deberán enviar al órgano que autorizó la instalación, durante el primer trimestre de cada año, una memoria-resumen del año anterior de acuerdo con el modelo establecido en el anexo IV del RD 661/2007. En el caso de las instalaciones que tengan la obligación del cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente se remitirá un certificado, de una entidad reconocida por la Administración competente, acreditativo de que se cumplen las exigencias mínimas del anexo I, así como del valor realmente alcanzado de rendimiento eléctrico equivalente.

3- Cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial (Artículo 20): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Incorporación a la red de la energía eléctrica neta producida: las instalaciones incluidas en el régimen especial podrán incorporar al sistema la totalidad de la energía eléctrica neta producida, entendiendo como tal la energía eléctrica bruta generada por la planta menos los consumos propios del sistema de generación de energía eléctrica.
- Acuerdo entre el titular y el gestor de la red: en las instalaciones interconectadas con la red eléctrica, será necesario un acuerdo entre el titular y el gestor de la red correspondiente, que se formalizará mediante un contrato.
- Equipos de medida: Las instalaciones de régimen especial deberán contar con los equipos de medida de energía eléctrica necesarios que permitan su liquidación, facturación y control, de acuerdo con lo expresado en el RD 661/2007 y en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el RD 2018/1997 y el RD 110/2007.
- Acuerdos de pérdidas: en el caso de que la medida se obtenga mediante una configuración que incluya el cómputo de pérdidas de energía, el titular y la empresa distribuidora deberán establecer un acuerdo para cuantificar dichas pérdidas. El acuerdo deberá quedar reflejado en el contrato que deben suscribir ambos sujetos.
- Instalaciones con conexión compartida: cuando varias instalaciones de producción en régimen especial compartan conexión, en ausencia de acuerdo entre ellas, la energía medida se asignará a cada instalación eólica, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas.

4-Sistema de información del cumplimiento del objetivo de potencia (Artículo 21): la Comisión Nacional de Energía establece un sistema de información a través de su página web, en el que se determina, en cada momento y para cada tecnología, la potencia total con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, la evolución mensual, así como el plazo estimado de

cumplimiento del objetivo correspondiente.

5-Plazo de mantenimiento de las tarifas y primas reguladas (Artículo 22): los principales factores a considerar son los siguientes.

- **Plazo de las tarifas en vigor:** una vez se alcance el 85 por ciento del objetivo de potencia para el grupo b.2 (energía eólica) se establecerá el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán, derecho a la prima o la tarifa regulada establecida en el RD 661/2007 para dicho grupo, que no podrá ser inferior a doce meses.
- **Tarifa a remunerar:** aquellas instalaciones que sean inscritas de forma definitiva en el Registro administrativo de producción en régimen especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y comercio (Mityc), con posterioridad a la fecha de finalización establecida para su tecnología, percibirán por la energía vendida, si hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1, una remuneración equivalente al precio final horario del mercado de producción, y si hubieran elegido la opción b) el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementándose por los complementos del mercado que le sean de aplicación.

En la Figura 2.5.10. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos identificados relativos a los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES ADMINISTRATIVOS

FACTORES ADMINISTRATIVOS (RD 661/2006): autorizaciones, tramitación, pre-registro, permisos de instalación.

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Procedimientos administrativos de derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica en el régimen especial.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Contratos con las empresas distribuidoras de red	<u>Firma de contrato:</u> la empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir un contrato tipo con el productor de energía eólica, cuyo contenido básico será el siguiente: -Punto conexión y medida, indicando las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida. -Características de la energía cedida y de la energía consumida. -Causas de la rescisión o de la modificación del contrato. -Condiciones de explotación de interconexión.	RD 661/2006. Cap. III, Art.16.	Administración General del Estado
	Firma de un contrato técnico de acceso a la conexión a la red de transporte según el artículo 58 del RD 1955/2000.	RD 661/2006. Cap. III, Art.16.	Administración General del Estado
	Autorizaciones administrativas de las instalaciones: serán requeridas para la firma de los contratos con las empresas de red.	RD 661/2006. Cap. III, Art.16.	Administración General del Estado
Derechos de los productores de energía eólica en régimen especial	Conectar en paralelo los equipos eólicos a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.	RD 661/2006. Cap. III, Art.17.	Administración General del Estado
	Transferir a la red, a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte, la producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.	RD 661/2006. Cap. III, Art.17.	Administración General del Estado
	Percibir la retribución prevista según la legislación vigente: el productor percibirá por la venta, total o parcial, de la energía eléctrica generada neta en cualquiera de las opciones que aparecen en el artículo 24.1 del régimen económico del RD 661/2007, la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto.	RD 661/2006. Cap. III, Art.17.	Administración General del Estado
	Vender toda o parte de la producción eléctrica neta a través de líneas directas.	RD 661/2006. Cap. III, Art.17.	Administración General del Estado
	Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica en los términos establecidos en el anexo XI del RD 661/2007.	RD 661/2006. Cap. III, Art.17.	Administración General del Estado
Obligaciones de los productores de energía eólica en régimen especial	Según lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley 54/1997 las obligaciones generales de los productores de energía eólica son las siguientes: -Adoptar la normativa de seguridad, técnica y de homologación/certificación. -Cumplir normativa de generación, transporte y gestión técnica del sistema. -Mantener las instalaciones en un grado óptimo de operación. -Facilitar a la administración competente la información técnica de la producción y el consumo. -Cumplir la normativa medioambiental.	RD 661/2006. Cap. III, Art.18.	Administración General del Estado
	Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas.	RD 661/2006. Cap. III, Art.18.	Administración General del Estado
	La instalación eólica será inscrita en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997.	RD 661/2006. Cap. III, Art.18.	Administración General del Estado
	Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema.	RD 661/2006. Cap. III, Art.18.	Administración General del Estado
	La obligación de adscripción a un centro de control de generación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o prima establecida en el RD 661/2007.	RD 661/2006. Cap. III, Art.18.	Administración General del Estado
	Los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema, serán por cuenta de los generadores en régimen especial adscritos a los mismos.	RD 661/2006. Cap. III, Art.18.	Administración General del Estado
	Las instalaciones eólicas están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas», aprobado mediante resolución de 4 de octubre de 2006 de la Secretaría General de Energía.	RD 661/2006. Cap. III, Art.18.	Administración General del Estado
	Envío de documentación (Artículo 19):memoria-resumen del año anterior de acuerdo con el modelo establecido en el anexo IV del RD 661/2007.	RD 661/2006. Cap. III, Art.19.	Administración General del Estado
Cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial	<u>Incorporación a la red de la energía eléctrica neta producida:</u> podrán incorporar al sistema la totalidad de la energía eléctrica neta producida.	RD 661/2006. Cap. III, Art.20.	Administración General del Estado
	<u>Acuerdo entre el titular y el gestor de la red:</u> en las instalaciones interconectadas con la red eléctrica, será necesario un acuerdo entre el titular y el gestor de la red correspondiente, que se formalizará mediante un contrato.	RD 661/2006. Cap. III, Art.20.	Administración General del Estado
	<u>Equipos de medida:</u> Las instalaciones de régimen especial deberán contar con los equipos de medida de energía eléctrica necesarios que permitan su liquidación, facturación y control, de acuerdo con lo expresado en el RD 661/2007 y en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997.	RD 661/2006. Cap. III, Art.20.	Administración General del Estado
	<u>Acuerdos de pérdidas:</u> en el caso de que la medida se obtenga mediante una configuración que incluya el cómputo de pérdidas de energía, el titular y la empresa distribuidora deberán establecer un acuerdo para cuantificar dichas pérdidas. El acuerdo deberá quedar reflejado en el contrato que deben suscribir ambos sujetos.	RD 661/2006. Cap. III, Art.20.	Administración General del Estado
	<u>Instalaciones con conexión compartida:</u> cuando varias instalaciones de producción en régimen especial compartan conexión, en ausencia de acuerdo entre ellas, la energía medida se asignará a cada instalación eólica,junto con la imputación de pérdidas que corresponda	RD 661/2006. Cap. III, Art.20.	Administración General del Estado
Sistema de información del cumplimiento del objetivo de potencia	la Comisión Nacional de Energía establece un sistema de información a través de su página web, en el que se determina, en cada momento y para cada tecnología, la potencia total con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, la evolución mensual, así como el plazo estimado de cumplimiento del objetivo correspondiente.	RD 661/2006. Cap. III, Art.21.	Administración General del Estado
Plazo de mantenimiento de las tarifas y primas reguladas	<u>Plazo de las tarifas en vigor:</u> una vez se alcance el 85 por ciento del objetivo de potencia para el grupo b.2 (energía eólica) se establecerá el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, tendrán derecho a la prima o la tarifa regulada que no podrá ser inferior a doce meses.	RD 661/2006. Cap. III, Art.22.	Administración General del Estado
	<u>Tarifa a remunerar:</u> aquellas instalaciones que sean inscritas de forma definitiva en el Registro administrativo de producción en régimen especial dependiente del Mityc, percibirán por la energía vendida, si hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1, una remuneración equivalente al precio final horario del mercado de producción, y si hubieran elegido la opción b) el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementándose por los complementos del mercado que le sean de aplicación.	RD 661/2006. Cap. III, Art.22.	Administración General del Estado

Figura 2.5.10.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a los procesos administrativos relativos a los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial (Fuente: RD 661/2007 y elaboración propia).

c) Procedimientos administrativos del registro de Pre-asignación de retribución para las instalaciones eólicas del régimen especial.

Los procedimientos administrativos para regular el mecanismo de registro de Pre-asignación de retribución para las instalaciones eólicas del régimen especial está legislado en el Artículo 4 del Real Decreto-Ley 6/2009, donde se define el procedimiento de registro previo de las instalaciones eólicas en el Mityc. Las diferentes fases del mismo así como los principales factores identificados se describen de manera sintética a continuación:

1. Registro de pre-asignación de retribución: se crea la sub-sección de la sección segunda del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, dependiente del Mityc. La sub-sección será denominada Registro de pre-asignación de retribución.

2. Inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución: la inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución será condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

3. Requisitos de inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución: para inscribirse en el Registro de pre-asignación de retribución será necesario el cumplimiento de los siguientes requisitos.

a) Disponer de la concesión por parte de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte de punto de acceso y conexión firme para la totalidad de la potencia de la instalación eólica.

b) Disponer de autorización administrativa de la instalación otorgada por el órgano competente. En el caso de instalaciones de potencia no superior a 100 kW, este requisito no será necesario.

c) Disponer de licencia de obras expedida, por la administración local competente, cuando resulte exigible.

d) Haber depositado el aval necesario para solicitar el acceso a la red de transporte y distribución de energía cuando dicha exigencia sea de aplicación.

e) Disponer de recursos económicos propios o financiación suficiente para acometer al menos el 50 por ciento de la inversión de la instalación eólica, incluida su línea de evacuación y conexión hasta la red de transporte o distribución.

f) Haber alcanzado un acuerdo de compra firmado entre el promotor de la instalación eólica y el fabricante o suministrador de equipos correspondiente para la adquisición de equipos por un importe equivalente al menos del 50 por ciento del valor de la totalidad de los mismos fijados en el proyecto de instalación.

g) Disponer de un punto de suministro de gas natural asignado por parte de la empresa distribuidora o de transporte de gas, cuando la instalación vaya a utilizar dicho combustible como principal.

h) Disponer de un informe favorable de aprovechamiento de aguas otorgado por el órgano competente, cuando sea necesario para el funcionamiento de la instalación proyectada.

i) Haber depositado un aval en la Caja General de Depósitos de la Administración General del Estado, a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, por una cuantía de 20 €/kW.

4. Solicitud de inclusión en el Registro de pre-asignación de retribución: el promotor eólico deberá dirigir una solicitud de inclusión en el Registro de pre-asignación de retribución a la Dirección General de Política y Minas para un proyecto concreto, adjuntando los documentos justificativos del cumplimiento de los requisitos previstos en el apartado 3 anterior.

5. Inscripción en el registro: Las instalaciones eólicas serán inscritas en el Registro administrativo de pre-asignación de retribución, cronológicamente, empezando por las fechas más antiguas y hasta que sea cubierto el objetivo de potencia previsto en cada grupo y subgrupo. La determinación de la prioridad vendrá dada por la última fecha de los documentos justificativos de los requisitos previstos en el apartado 3.

6-Orden de preferencia de las instalaciones: en caso de igualdad de instalaciones la preferencia de cada una de ellas vendrá determinada por la fecha de la autoridad administrativa, la de licencia de obras y la del depósito del aval, considerándose mejor la de la fecha más antigua, y en caso de igualdad la de la instalación de menor potencia.

7-Plazo de inscripción: las instalaciones inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución dispondrán de un plazo máximo de 36 meses desde la notificación, para ser inscritas con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

En la Figura 2.5.11. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos identificados relativos al mecanismo de registro de Pre-asignación de retribución.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGIA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES PRE-REGISTRO DE RETRIBUCIÓN

FACTORES ADMINISTRATIVOS PRE-REGISTRO DE RETRIBUCIÓN (RD 6/2009).

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: procedimientos administrativos para regular el mecanismo de registro de Pre-asignación de retribución	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Procedimientos administrativos del registro de Pre-asignación de retribución para las instalaciones eólicas del régimen especial	<u>Registro de pre-asignación de retribución:</u> se crea la sub-sección de la sección segunda del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica	RD 6/2009. Cap. I, Art.4.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
	<u>Inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución:</u> la inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución será condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.	RD 6/2009. Cap. I, Art.4.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
	<u>Requisitos de inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución:</u> a) punto de acceso y conexión; b) autorización administrativa de la instalación ; c) licencia de obras expedida; d) Haber depositado el aval necesario para solicitar el acceso a la red de transporte y distribución de energía; e) recursos económicos propios o financiación suficiente para acometer al menos el 50 por ciento de la inversión de la instalación eólica; f) acuerdo de compra firmado entre el promotor de la instalación eólica y el fabricante para la adquisición de equipos por un importe equivalente al menos del 50 por ciento del valor de la totalidad; g) Disponer de un punto de suministro de gas natural; h) informe favorable de aprovechamiento de aguas; i) Haber depositado un aval en la Caja General de Depósitos de la Administración General del Estado, por una cuantía de 20 €/kW.	RD 6/2009. Cap. I, Art.4.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
	<u>Solicitud de inclusión en el Registro de pre-asignación de retribución.</u>	RD 6/2009. Cap. I, Art.4.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
	<u>Inscripción en el registro:</u> Las instalaciones eólicas serán inscritas en el Registro administrativo de pre-asignación de retribución, cronológicamente	RD 6/2009. Cap. I, Art.4.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
	<u>Orden de preferencia de las instalaciones:</u> en caso de igualdad de instalaciones la preferencia de cada una de ellas vendrá determinada por la fecha de la autoridad administrativa, la de licencia de obras y la del depósito del aval, considerándose mejor la de la fecha más antigua, y en caso de igualdad la de la instalación de menor potencia.	RD 6/2009. Cap. I, Art.4.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
	<u>Plazo de inscripción:</u> las instalaciones inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución dispondrán de un plazo máximo de 36 meses desde la notificación, para ser inscritas con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.	RD 6/2009. Cap. I, Art.4.	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Figura 2.5.11.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan al mecanismo de registro de Pre-asignación de retribución (Fuente: RD 6/2009 y elaboración propia).

d) Procedimientos administrativos para las instalaciones de generación eólicas marinas.

Los aspectos relacionados con los procedimientos administrativos para poder obtener las autorizaciones oficiales para la instalación de un parque eólico marino en las costas de España están regulados a nivel general por el RD 1028/2007 (artículos I y II) y están afectados por los requerimientos generales y por los específicos indicados en el artículo 115 del RD 1955/2000, y por los títulos de dominio público marítimo terrestre de la ley 22/1998 de costas. En relación al *Procedimiento de autorización de la instalación eólica marina* (Capítulo I y II del RD 1028/2007) y a las fases del mismo, se identifican los siguientes factores que afectan a la energía eólica marina Offshore:

1-Normativa aplicable (Capítulo I del RD 1028/2007): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Artículo 115 del RD 1955/2000: en lo referente a las resoluciones administrativas para la construcción o ampliación de las instalaciones eléctricas de generación eólica marina.
- Ley 22/1988 de Costas: relativa a los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre regulados en la misma.
- Procedimiento de concurrencia (Capítulo II del RD 1028/2007): la resolución administrativa que resuelve previamente y otorga al solicitante la reserva de zona.
- Artículos 70 de la Ley de Costas y 137 del Reglamento General: relativos a la transmisión de las concesiones que sirvan de soporte a las citadas instalaciones para su desarrollo y ejecución.

2-Presentación de la solicitud de reserva de zona (Artículo 7 del RD 1028/2007): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Solicitud de reserva de zona: presentada por el solicitante para la realización de los estudios previos a la solicitud de autorización de un parque eólico marino. dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992.

- Contenido de la solicitud de reserva de zona: incluirá los siguientes documentos y conceptos.
 - 1-Acreditación de la capacidad del solicitante según los términos del artículo 121 del RD 1955/2000.
 - 2-Memoria resumen: en la que se detallará la superficie para la que se solicita el proyecto y que será objeto de la reserva de zona, los estudios previos que vayan a realizarse con indicación del tiempo estimado de realización con un máximo de dos años). Deberá aportarse la documentación requerida:
 - Superficie para la que se solicita la reserva.
 - Objeto de la investigación a desarrollar en la zona que se reserve.
 - La instalación a implantar.
 - El plan de inversiones.
 - El plan de restauración.
- Anteproyecto de la instalación de generación eólica marina: la información incluirá la información siguiente:
 - Memoria del proyecto con las especificaciones siguientes:
 - i- Ubicación de la instalación, origen, recorrido y fin de las líneas de evacuación eléctrica de la misma.
 - ii- Objeto de la instalación, con indicación del número de aerogeneradores previstos, potencia y ubicación estimada de los mismos.
 - iii- Características principales de la instalación.
 - iv- Condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación propuesta.
 - v- La información necesaria para la iniciación de la evaluación de impacto ambiental.
 - vi- Circunstancias del emplazamiento de la instalación y criterios elegidos para su emplazamiento físico.
 - vii- Razones de cualquier índole que justifiquen la implantación del parque en la zona.
 - viii- Descripción de los recursos eólicos, con base en datos históricos suficientes y modelos fiables.
 - ix- Evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida a la red.
 - x- Estudio de viabilidad.
 - xi- Condiciones de tráfico marítimo de la zona y protección de la navegación y de la vida humana en el mar.
 - Planos de la instalación.
 - Presupuesto estimado del proyecto de instalación.

3-Caracterización del área eólica marina (Artículos 9, 10, 11 y 12 del RD 1028/2007): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Necesidad de caracterización del área eólica marina: el ámbito de la caracterización comprende la totalidad del área eólica marina y el documento de caracterización de área eólica marina es la recopilación de todos los informes emitidos por las Instituciones afectadas en relación con las previsibles afecciones que la instalación de un potencial parque eólico marino podría tener sobre el entorno que le rodea. Es un requisito previo al acuerdo de iniciación del procedimiento de concurrencia.
- Contenido de la caracterización del área eólica marina: La caracterización de área eólica marina contendrá la estimación de la cantidad de energía máxima evacuable a través de las redes eléctricas de transporte, así como la incidencia que un proyecto eólico marino tendría sobre los elementos que componen su entorno y se determinarán los efectos especificados en el artículo 10. Los principales factores a considerar son:
 - Solicitud de informes*: En el plazo de 20 días desde la presentación la solicitud, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a efectuar consultas al operador del sistema y gestor de la red de transporte, a las instituciones y Administraciones previsiblemente afectadas por la ejecución de proyectos eólicos en el interior del área de estudio. Estas entidades consultadas dispondrán de un plazo máximo de 90 días naturales para enviar a la Dirección General de Política Energética y Minas los comentarios que estimen oportunos. Si en el plazo establecido no se recibiera contestación de una entidad, se entenderá que no existen objeciones por su parte.
 - Incidencia de una instalación eólica marina*: se determinará mediante la caracterización de área eólica marina y pondrá de manifiesto, a través de los informes aportados por las diferentes instituciones consultadas. Justificará la conveniencia o inconveniencia de realizar proyectos de instalaciones de generación eólicas marinas en el interior del área de estudio, en función de su ubicación.

-*Capacidad de acceso máxima en las redes eléctricas*: establecerá anualmente y con un horizonte temporal de cinco años, una estimación de la capacidad de acceso máxima en las redes eléctricas próximas al área de estudio, así como una estimación de la potencia máxima a instalar del área.

-*Imposibilidad de instalación*: la caracterización de área podrá determinar la imposibilidad de instalación de ningún parque por razones de defensa nacional, serio riesgo u obstáculo para la navegación y el tráfico marítimo o especial protección medio ambiental en el interior de una poligonal determinada.

-*Conclusiones de la caracterización de área*: no supondrán el reconocimiento de derecho alguno de ningún tipo a ninguna entidad de carácter público o privado.

-*Publicación y vigencia*: la caracterización de área eólica marina y sus conclusiones se hará pública mediante la inserción en el «Boletín Oficial del Estado». La caracterización de área tendrá una vigencia de cinco años.

4-Procedimiento de concurrencia (Artículos 14, 15, 16 y 17 del RD 1028/2007): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Ámbito de aplicación: el procedimiento de concurrencia tendrá como la totalidad del área eólica marina para la que haya una solicitud.
- Periodo de concurrencia: se detallará la apertura de un periodo de tres meses para que cualquier promotor interesado pueda concurrir con un proyecto de instalación de parque eólico marino en el área eólica marina que se determine.
- Presentación de solicitud: los interesados deberán presentar en el plazo de los tres meses una solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas en cualquiera de los lugares previstos en el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, con la documentación exigida en el artículo 8, incluyendo el justificante de haber depositado en la Caja General de Depósitos un aval del 1 por ciento del presupuesto total de la instalación eólica marina.
- Solicitud u oferta de prima: en el plazo de tres meses todos los promotores interesados, presentarán una solicitud u oferta de prima, que se expresará en €/kWh producido (con cuatro decimales), de valor no superior al establecido en el artículo 38.1 del RD 661/2007 y que se aplicará a lo largo de toda la vida útil de la instalación.
- Comité de valoración de las solicitudes de reserva de zona para instalaciones de parques eólicos marinos. Se crea un Comité de valoración adscrito al Mityc cuya función será la de valorar las solicitudes de reserva de zona presentadas por varios interesados y efectuar una propuesta que será elevada al Secretario General de Energía para su resolución.
- Valoración de las solicitudes de concurrencia presentadas: la calificación de las solicitudes de autorización presentadas serán valoradas por el Comité conforme a los criterios establecidos en el artículo 16 del RD 1028/2007.
- Resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona: la resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona serán notificados a los interesados y enviados al «Boletín Oficial del Estado» para su publicación.
- Avaless: el solicitante que haya obtenido la reserva de zona conforme a lo regulado en el RD 1027/2007 deberá depositar un aval adicional por importe del 1 por ciento del presupuesto del parque para el que haya presentado solicitud de reserva de zona. Junto con el aval exigido en el artículo 14, se alcanzará el 2 por ciento del presupuesto del parque y se entenderá cumplida la fianza provisional exigida en el punto 1 del artículo 88 de la Ley 22/1988 de Costas, así como los avales regulados en los artículos 124 ó 59 bis y del artículo 66 bis del RD 1955/2000.
- Reserva de zona: la concesión de la reserva de zona al solicitante le dota de los siguientes características y factores de tipo administrativo.
 - Periodo de exclusividad*: el derecho a la reserva de la zona con carácter de exclusividad, correspondiente a la superficie para la cual se presentó el proyecto de instalación de generación eólica marina, será efectuada por un periodo de dos años, como máximo, prorrogable un año más.
 - Obligaciones del titular de la reserva*: el titular de la reserva de zona estará obligado a proporcionar a los órganos de la Administración la información que se le solicite respecto a las características de la investigación y a los trabajos, producciones e inversiones que se realicen, así como cualquier informe relativo a la investigación del recurso eólico.
 - Registro de la reserva de zona*: existirá un registro público especial en el que se hará constar la identidad del beneficiario de la reserva de zona y el resto de aspectos administrativos.

-Autorización o concesión para la ocupación del dominio público marítimo-terrestre para las actividades de investigación: es necesaria para el desarrollo de las actividades constructivas asociadas a los trabajos de investigación y se regirá por lo dispuesto en la Ley 22/1988 de Costas y su Reglamento, y requerirá el previo otorgamiento por el órgano competente del título de ocupación.

-Evaluación de impacto ambiental para las actividades de investigación: se regirá por lo establecido en el RD 1 /2008.

5-Tramitación del procedimiento de autorización de la instalación (Artículos 24 a 30 del RD 1028/2007): los principales factores a considerar son los siguientes.

- Presentación de la solicitud de autorización: la presentación de la solicitud de autorización administrativa de la instalación se realizará de acuerdo con el artículo 122 del RD 1955/2000.
- Documentación a presentar: la documentación principal constará de los siguientes documentos.
 - Documentación establecida en el artículo 8 del RD 1028/2007.*
 - Proyecto y estudio de impacto ambiental:* de acuerdo con lo preceptuado en el RD 1/2008.
 - Solicitud de inclusión de la instalación en el régimen especial:* está regulado en el RD 661/2007 en la que se incluirá la prima necesaria de la energía producida. Las instalaciones de potencia no superior a 50 MW serán incluidas en el régimen especial y las de potencia superior a 50 MW serán incluidas en el ámbito de aplicación del artículo 45 del RD 661/2007.
 - Proyecto para la ocupación del dominio público marítimo terrestre.*
- Concesión del dominio público marítimo terrestre: la tramitación de la preceptiva concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre se realizará de conformidad con lo establecido en la Ley 22/1988 de Costas y el Reglamento General para su desarrollo y ejecución.
- Autorización de la Dirección General de la Marina Mercante: la concesión de la ocupación del dominio público marítimo-terrestre requerirá autorización de la Dirección General de la Marina Mercante, del Ministerio de Fomento, cuando puedan verse afectadas la seguridad marítima, de la navegación y de la vida humana en la mar.

En las Figuras 2.5.12.A y 2.5.12.B se presentan a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos identificados relativos a la energía eólica marina.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES ADMINISTRATIVOS DE LA EOLICA MARIN

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA EÓLICA MARINA (RD 1028/2007): Procedimientos administrativos para las instalaciones de generación eól

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Procedimientos administrativos para las instalaciones de generación eólicas marinas.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
NORMATIVA APLICABLE	Resoluciones administrativas para la construcción o ampliación de las instalaciones eléctricas de generación eólica marina: Artículo 115 del RD 1955/2000.	RD 1028/2007. Cap. I	Administración General del Estado
	Ley 22/1988 de Costas: relativa a los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre regulados en la misma.	RD 1028/2007. Cap. I	Administración General del Estado
	Procedimiento de concurrencia (Capítulo II del RD 1028/2007): la resolución administrativa que resuelve previamente y otorga al solicitante la reserva de zona.	RD 1028/2007. Cap. I y II	Administración General del Estado
	Artículos 70 de la Ley de Costas y 137 del Reglamento General: relativos a la transmisión de las concesiones que sirvan de soporte a las citadas instalaciones para su desarrollo y ejecución.	RD 1028/2007. Cap. I	Administración General del Estado
Presentación de la solicitud de reserva de zona	<u>Solicitud de reserva de zona</u> : presentada por el solicitante para la realización de los estudios previos a la solicitud de autorización de un parque eólico marino, dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículo 7	Administración General del Estado
	<u>Contenido de la solicitud de reserva de zona</u> : incluirá los siguientes documentos y conceptos. 1-Acreditación de la capacidad del solicitante según los términos del artículo 121 del RD 1955/2000. 2-Memoria resumen: en la que se detallará la superficie para la que se solicita el proyecto y que será objeto de la reserva de zona, los estudios previos que vayan a realizarse con indicación del tiempo estimado de realización con un máximo de dos años). Deberá aportarse la documentación requerida: -Superficie para la que se solicita la reserva. -Objeto de la investigación a desarrollar en la zona que se reserve. -La instalación a implantar. -El plan de inversiones. -El plan de restauración.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículo 8	Administración General del Estado
	<u>Anteproyecto de la instalación de generación eólica marina</u> : la información incluirá la información siguiente: -Memoria del proyecto con las especificaciones siguientes: -Planos de la instalación. -Presupuesto estimado del proyecto de instalación.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículo 9	Administración General del Estado
	<u>Necesidad de caracterización del área eólica marina</u> : el ámbito de la caracterización comprende la totalidad del área eólica marina y el documento de caracterización de área eólica marina es la recopilación de todos los informes emitidos por las Instituciones afectadas en relación con las previsibles afecciones que la instalación de un potencial parque eólico marino podría tener sobre el entorno que le rodea. Es un requisito previo al acuerdo de iniciación del procedimiento de concurrencia.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 9, 10, 11 y 12	Administración General del Estado
Caracterización del área eólica marina	<u>Contenido de la caracterización del área eólica marina</u> : La caracterización de área eólica marina contendrá la estimación de la cantidad de energía máxima evacuable a través de las redes eléctricas de transporte, así como la incidencia que un proyecto eólico marino tendría sobre los elementos que componen su entorno y se determinarán los efectos especificados en el artículo 10. Los principales factores a considerar son:-Solicitud de informes, Incidencia de una instalación eólica marina, Capacidad de acceso máxima en las redes eléctricas, Imposibilidad de instalación, Conclusiones de la caracterización de área,Publicación y vigencia.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 9, 10, 11 y 13	Administración General del Estado

Figura 2.5.12.A: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a la energía eólica marina (Fuente: RD 1028/2007 y elaboración propia).

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGIA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES ADMINISTRATIVOS DE LA EOLICA MARINA
FACTORES LEGISLATIVOS DE LA EÓLICA MARINA (RD 1028/2007): Procedimientos administrativos para las instalaciones de generación eólicas n

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Procedimientos administrativos para las instalaciones de generación eólicas marinas.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Procedimiento de concurrencia	<u>Ámbito de aplicación</u> : el procedimiento de concurrencia tendrá como la totalidad del área eólica marina para la que haya una solicitud.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 17	Administración General del Estado
	<u>Periodo de concurrencia</u> : se detallará la apertura de un periodo de tres meses para que cualquier promotor interesado pueda concurrir con un proyecto de instalación de parque eólico marino en el área eólica marina que se determine.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 18	Administración General del Estado
	<u>Presentación de solicitud</u> : los interesados deberán presentar en el plazo de los tres meses una solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas en cualquiera de los lugares previstos en el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, con la documentación exigida en el artículo 8, incluyendo el justificante de haber depositado en la Caja General de Depósitos un aval del 1 por ciento del presupuesto total de la instalación eólica marina.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 19	Administración General del Estado
	<u>Solicitud u oferta de prima</u> : en el plazo de tres meses todos los promotores interesados, presentarán una solicitud u oferta de prima, que se expresará en €/kWh producido (con cuatro decimales), de valor no superior al establecido en el artículo 38.1 del RD 661/2007 y que se aplicará a lo largo de toda la vida útil de la instalación.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 20	Administración General del Estado
	<u>Comité de valoración</u> de las solicitudes de reserva de zona para instalaciones de parques eólicos marinos. Se crea un Comité de valoración adscrito al Mityc cuya función será la de valorar las solicitudes de reserva de zona presentadas por varios interesados y efectuar una propuesta que será elevada al Secretario General de Energía para su resolución.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 21	Administración General del Estado
	<u>Valoración de las solicitudes de concurrencia presentadas</u> : la calificación de las solicitudes de autorización presentadas serán valoradas por el Comité conforme a los criterios establecidos en el artículo 16 del RD 1028/2007	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 22	Administración General del Estado
	<u>Resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona</u> : la resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona serán notificados a los interesados y enviados al «Boletín Oficial del Estado» para su publicación.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 23	Administración General del Estado
	<u>Avaless</u> : el solicitante que haya obtenido la reserva de zona conforme a lo regulado en el RD 1027/2007 deberá depositar un aval adicional por importe del 1 por ciento del presupuesto del parque para el que haya presentado solicitud de reserva de zona. Junto con el aval exigido en el artículo 14, se alcanzará el 2 por ciento del presupuesto del parque y se entenderá cumplida la fianza provisional exigida en el punto 1 del artículo 88 de la Ley 22/1988 de Costas, así como los avales regulados en los artículos 124 ó 59 bis y del artículo 66 bis del RD 1955/2000.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 24	Administración General del Estado
Tramitación del procedimiento de autorización de la instalación	<u>Reserva de zona</u> : la concesión de la reserva de zona al solicitante le dota de los siguientes características y factores de tipo administrativo. -Periodo de exclusividad; - Obligaciones del titular de la reserva; -Registro de la reserva de zona; -Autorización o concesión para la ocupación del dominio público marítimo-terrestre para las actividades de investigación; -Evaluación de impacto ambiental para las actividades de investigación.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 14, 15, 16 y 25	Administración General del Estado
	<u>Presentación de la solicitud de autorización</u> : la presentación de la solicitud de autorización administrativa de la instalación se realizará de acuerdo con el artículo 122 del RD 1955/2000.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 24 a 30	Administración General del Estado
	<u>Documentación a presentar</u> : la documentación principal constará de los siguientes documentos. -Documentación establecida en el artículo 8 del RD 1028/2007. -Proyecto y estudio de impacto ambiental: de acuerdo con lo preceptuado en el RD 1/2008. -Solicitud de inclusión de la instalación en el régimen especial: está regulado en el RD 661/2007	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 24 a 31	Administración General del Estado
	<u>Concesión del dominio público marítimo terrestre</u> : la tramitación de la preceptiva concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre se realizará de conformidad con lo establecido en la Ley 22/1988 de Costas y el Reglamento General para su desarrollo y ejecución.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 24 a 32	Administración General del Estado
	<u>Autorización de la Dirección General de la Marina Mercante</u> : la concesión de la ocupación del dominio público marítimo-terrestre requerirá autorización de la Dirección General de la Marina Mercante, del Ministerio de Fomento, cuando puedan verse afectadas la seguridad marítima, de la navegación y de la vida humana en la mar.	RD 1028/2007. Cap. I, Artículos 24 a 33	Administración General del Estado

Figura 2.5.12.B: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a la energía eólica marina (Fuente: RD 1028/2007 y elaboración propia).

2.5.4.2. Factores y aspectos económicos.

Se identifican en este apartado diferentes áreas de la legislación referenciada en la presente tesis en las cuales se mencionan requisitos y aspectos relativos a los aspectos administrativos relacionados con los factores económicos de la energía eólica, entre los cuales se incluyen aspectos relativos a las tasas, primas a la producción eléctrica, subvenciones, producción energética, etc.

Los factores de índole económica se han identificado en la normativa legislativa del RD 661/2007 y en la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial se desarrollan de manera sintética a continuación (Mojarro, Endesa. 2007).

a) Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

Según o regulado en el RD 661/2007 los titulares de instalaciones eólicas, para vender total o parcialmente su producción neta de energía eléctrica deberán elegir una de las opciones siguientes: tarifa regulada o prima. Se ha realizado un actualización de las remuneraciones según la Orden ITC/3353/2010 en vigor desde el 1 de enero de 2011.

a.1) Tarifa regulada.

En el artículo 25 del RD 661/2007 se especifica que la tarifa regulada consiste en una cantidad fija, única para todos los periodos de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y antigüedad desde la fecha de puesta en servicio. Se cede la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kW/h.

Los valores establecidos por el RD 661/2007 y en la Orden ITC/3353/2010 en cuanto a las retribuciones de tarifa regulada de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas se regulan siendo los siguientes:

- Parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en los primeros 20 años la tarifa regulada será de 7,9084 céntimos de Euro por kW/h y a partir de los 20 años de 6,6094 céntimos de Euro por kW/h.
- Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): solo podrán vender la electricidad según la opción de venta en el mercado de electricidad.

El mercado de la electricidad presenta una estructura de retribución de la energía eléctrica producida con las siguientes características para el caso de tarifa regulada (Mojarro, Endesa. 2007 y CNE, 2011):

- Las ofertas en el mercado de electricidad son a precio cero.
- La liquidación de los ingresos del mercado de las tarifas reguladas se llevan a cabo con los organismos OMEL y REE.
- Liquidación con la CNE de la diferencia hasta la tarifa regulada y la liquidación de los complementos.
- Posibilidad de hacer las ofertas/liquidaciones a través de representante del titular.
- Los componentes de los ingresos por venta de energía a la red se componen de los siguientes aspectos:
 - Cantidad fija única para todos los períodos de programación.
 - Complemento por producción de energía reactiva.
 - Penalización por desvíos (si la potencia es $P > 1$ MW hasta el 01/01/2009)
 - Complemento por el cumplimiento del procedimiento de la regulación de huecos de tensión P.O. 12.3.
 - Prima por re-potenciación de la instalación.

a.2) Prima.

En esta opción el titular procede a vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, y el precio de venta de la electricidad será:

- El precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

- Complementado por una prima en céntimos de euro por kW/h. La prima consiste en una cantidad adicional al precio de venta de la electricidad que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular de la instalación (Artículo 27 del RD 661/2007 y en la Orden ITC/3353/2010).

Para los tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b) (la eólica Onshore es el grupo b2.1. y la eólica Offshore es el grupo b.2.2.) se establece una prima variable, en función del precio del mercado de referencia. En el artículo 36 del RD 661/2007 se establece:

- Una prima de referencia.
- Unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia.

Precio del mercado de referencia. Viene determinado según se indica en el RD 661/2007 por las siguientes posibilidades:

- Precio horario del mercado diario: Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario.
- Precio del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007: para el resto de posibilidades contempladas en la opción de venta a prima, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro de la tarifa en el territorio peninsular.

Cálculo de la prima a percibir en cada hora: la prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma (Artículo 27 del RD 661/2007 y Mojarro, Endesa, 2007):

- Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora. La prima o, cuando corresponda, prima de referencia, así como los límites superior e inferior se determinan en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, en el artículo 36 del RD 661/2007.

Los valores de la prima de referencia establecidos por el RD 661/2007 y en la Orden ITC/3353/2010 en cuanto a las retribuciones de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas se regulan en el artículo 36 siendo los siguientes:

- Parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en los primeros 20 años la prima de referencia será de 2,0142 céntimos de Euro por kW/h; el límite superior 9,1737 céntimos de Euro por kW/h y el límite inferior 7,6975 céntimos de Euro por kW/h. A partir de los 20 años no hay establecida prima de referencia a retribuir.
- Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): en los primeros 20 años la prima máxima de referencia será de 9,1041 céntimos de Euro por kW/h y el límite superior 17,7114 céntimos de Euro por kW/h. A partir de los 20 años no hay establecida prima de referencia a retribuir (Artículo 37 del RD 661/2007).

En la Figura 2.5.13. se muestra una esquema resumen de los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas en España. (Mojarro, ENDESA, 2007).



Figura 2.5.13.: Esquema resumen de los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas en España. (Fuente: RD 661/2007 y ENDESA, 2007).

Potencia máxima a instalar en España en tecnología eólica Onshore: está definida según el Artículo 38 del RD 661/2007.

- La potencia total a instalar de 20155 MW.
- 2000 MW adicionales en re-potenciación de instalaciones eólicas.

En la Figura 2.5.14. se presenta un esquema de los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas en España respecto al mercado de la electricidad. (CNE, 2011 y ENDESA, 2007).



Figura 2.5.14.: Esquema resumen de los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida por las instalaciones eólicas en España respecto al mercado de la electricidad. (Fuente: RD 661/2007 y ENDESA, 2007).

En relación a los precios de la electricidad en España, y su influencia en la retribución de la energía eléctrica producida por medio de energía eólica, en el RD 1432/2002 y en el RD 6/2000 se identifican los siguientes factores y aspectos:

- Determinación del coste de la generación en régimen especial: según lo establecido en el artículo 4 del RD 1432/2002 y en los RD 841/2002 y RD 2818/1998.
- La Tarifa eléctrica media o de referencia: en el artículo 4 del RD 1432/2002 por el que se establece la metodología de cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR) y por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (Becker, 2009).
- Aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia: según el artículo 8 del RD 1432/2002 donde se regula la variación de la tarifa eléctrica media para su aprobación anual con su valor.

- Condiciones de oferta del mercado: según los artículos 17 y 18 del RD 6/2000 existe la obligación de presentar ofertas al operador en el mercado eléctrico para las instalaciones en régimen especial, y se faculta al gobierno de España a la modificación de las obligaciones de los productores en régimen especial.

En la Figura 2.5.15. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos económicos identificados relativos a las tarifas reguladas y primas de la energía eólica marina.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES ECONOMICOS

FACTORES ECONOMICOS (RD 661/2007): TARIFA REGULADA Y PRIMA

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Tarifa regulada	Parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en los primeros 20 años la tarifa regulada será de 7,9084 céntimos de Euro por kW/h y a partir de los 20 años de 6,6094 céntimos de Euro por kW/h.	RD 661/2007, artículo 25 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
	Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): solo podrán vender la electricidad según la opción de venta en el mercado de electricidad.	RD 661/2007, artículo 25 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
	Estructura de retribución de la energía eléctrica producida con las siguientes características para el caso de tarifa regulada : <input type="checkbox"/> Las ofertas en el mercado de electricidad son a precio cero. <input type="checkbox"/> La liquidación de los ingresos del mercado de las tarifas reguladas se llevan a cabo con los organismos OMEL y REE. <input type="checkbox"/> Liquidación con la CNE de la diferencia hasta la tarifa regulada y la liquidación de los complementos. <input type="checkbox"/> Posibilidad de hacer las ofertas/liquidaciones a través de representante del titular. <input type="checkbox"/> Los componentes de los ingresos por venta de energía a la red se componen de los siguientes aspectos: -Cantidad fija única para todos los períodos de programación. -Complemento por producción de energía reactiva. -Penalización por desvíos (si la potencia es $P > 1$ MW hasta el 01/01/2009) -Complemento por el cumplimiento del procedimiento de la regulación de huecos de tensión P.O. 12.3. -Prima por re-potenciación de la instalación.	RD 661/2007, artículo 25 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
Prima	Precio de venta de la electricidad será: <input type="checkbox"/> El precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación. <input type="checkbox"/> Complementado por una prima en céntimos de euro por kW/h. La prima consiste en una cantidad adicional al precio de venta de la electricidad que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular de la instalación (Artículo 27 del RD 661/2007 y en la Orden ITC/3353/2010).	RD 661/2007, artículo 27 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
	Prima variable, en función del precio del mercado de referencia: <input type="checkbox"/> Una prima de referencia. <input type="checkbox"/> Unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia.	RD 661/2007, artículo 36 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
	Cálculo de la prima a percibir en cada hora: i. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora. ii. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora. iii. Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora. iv. Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.	RD 661/2007, artículo 27 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
	Los valores de la prima de referencia establecidos por el RD 661/2007 y en la Orden ITC/3353/2010: <input type="checkbox"/> Parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en los primeros 20 años la prima de referencia será de 2,0142 céntimos de Euro por kW/h; el límite superior 9,1737 céntimos de Euro por kW/h y el límite inferior 7,6975 céntimos de Euro por kW/h. A partir de los 20 años no hay establecida prima de referencia a retribuir. <input type="checkbox"/> Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): en los primeros 20 años la prima máxima de referencia será de 9,1041 céntimos de Euro por kW/h y el límite superior 17,7114 céntimos de Euro por kW/h. A partir de los 20 años no hay establecida prima de referencia a retribuir (Artículo 37 del RD 661/2007).	RD 661/2007, artículo 36 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
Potencia máxima a instalar en España en tecnología eólica Onshore	<input type="checkbox"/> La potencia total a instalar de 20155 MW. <input type="checkbox"/> 2000 MW adicionales en re-potenciación de instalaciones eólicas.	RD 661/2007, artículo 38	Administración General del Estado
Precios de la electricidad en España	Determinación del coste de la generación en régimen especial: según lo establecido en el artículo 4 del RD 1432/2002 y en los RD 841/2002 y RD 2818/1998.	RD 1432/2002 y RD 6/2000	Administración General del Estado
	La Tarifa eléctrica media o de referencia: en el artículo 4 del RD 1432/2002 por el que se establece la metodología de cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR) y por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	RD 1432/2002 y RD 6/2000	Administración General del Estado
	Aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia: según el artículo 8 del RD 1432/2002 donde se regula la variación de la tarifa eléctrica media para su aprobación anual con su valor.	RD 1432/2002 y RD 6/2000	Administración General del Estado
	Condiciones de oferta del mercado: según los artículos 17 y 18 del RD 6/2000 existe la obligación de presentar ofertas al operador en el mercado eléctrico para las instalaciones en régimen especial, y se faculta al gobierno de España a la modificación de las obligaciones de los productores en régimen especial.	RD 1432/2002 y RD 6/2000	Administración General del Estado

Figura 2.5.15.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a la retribución de la energía eólica (Fuente: RD 661/2007, ITC/3353/2010, RD 1432/2002, RD 6/2000 y elaboración propia).

b) Complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

Dentro de los factores económicos relativos a la legislación el RD 661/2007 establece una serie de complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial, los cuales se describen a continuación.

1-Complementos por producción de energía reactiva: los principales factores a considerar son los siguientes.

- El complemento de energía reactiva: se fija como un porcentaje en función del factor de potencia con el que se entrega la energía eléctrica: porcentaje de 8,4681 céntimos de Euro por kW/h revisado anualmente (Figura 2.5.16. con el anexo V del RD 661/2007) según la Orden ITC/3353/2010.
- Modificación temporal del factor de potencia: si la potencia es mayor de 10 MW pueden recibir instrucciones del operador del sistema para modificar temporalmente el factor de potencia. Implica la modificación o adecuación del sistema de control del aerogenerador eólico (los valores extremos de factor de potencia son 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo según el RD 1565/2010).
- Complemento para participar en el procedimiento del mercado de operación de control de tensión: solo en el caso de que se opte por vender la energía en el mercado.

Tipo de FP	Energía activa y reactiva	Bonificación (%)		
	Factor de potencia	Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Figura 2.5.16.: Anexo V del RD 661/2007 con los complementos de energía reactiva en función del factor de potencia de la energía eléctrica producida (Fuente: RD 661/2007).

2-Costes de los desvíos: cálculo y liquidación. Los principales factores a considerar son los siguientes.

- Costes de desvíos para tarifa regulada: a estas instalaciones les repercutirá el coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada período de programación. El coste del desvío, en cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.
- Costes de desvío de mercado incluido en la liquidación del precio de mercado como menor ingreso.
- Costes de desvío de mercado obligatorio para todos los parques eólicos independientemente de la potencia y con tolerancia 0.
- Exención del pago de Costes de desvíos: estarán exentas del pago del coste de los desvíos aquellas instalaciones de tarifa regulada que no tengan obligación de disponer de equipo de medida horaria, de acuerdo con el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997.

3-Actualización y revisión de tarifas, primas y complementos. Los principales factores a considerar son los siguientes.

- Revisión anual: se revisarán anualmente los importes de los siguientes conceptos
 - Tarifas.
 - Primas por producción de energía eléctrica.
 - Complementos: Eficiencia, Energía reactiva, Continuidad de suministro frente a huecos de tensión, Re-potenciación en instalaciones eólicas, otros que se determinen reglamentariamente.
 - Límites inferior y superior del precio horario del mercado.
- Valor de la revisión anual: los importes se actualizarán anualmente utilizando como referencia
 - El incremento del IPC en España menos 25 puntos básicos hasta el 31-12-2012.
 - El incremento del IPC en España menos 50 puntos básicos a partir del año 2013.

4-Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión. Los principales factores a considerar son los siguientes (según la disposición adicional séptima del RD 661/2007).

- Ámbito de aplicación: para aquellas instalaciones eólicas que, con anterioridad al 1 de enero de 2008, dispongan de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, tendrán derecho a percibir un complemento específico. Período de adaptación para estas instalaciones si no cumplen: hasta 01/01/2010.
- Requisitos técnicos: disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, según se establece en el procedimiento de operación P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”.
- Periodo de aplicación: durante un periodo máximo de cinco años, y que podrá extenderse como máximo hasta el 31 de diciembre de 2013.
- Valor del complemento: Independientemente de la opción de venta elegida de la electricidad producida, este complemento tendrá el valor de 0,4104 céntimos €/kWh (según la Orden ITC/3353/2010). Este valor será revisado anualmente, de acuerdo al incremento del IPC en España menos 25 puntos básicos hasta el 31-12-2012 y el incremento del IPC en España menos 50 puntos básicos a partir del año 2013.
- Acreditación del complemento: este complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que acrediten ante la empresa distribuidora y ante la Dirección General de Política Energética y Minas un certificado de una entidad autorizada por el Mityc que demuestre el cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos, de acuerdo con el procedimiento de verificación correspondiente.
- Facturación del complemento: este complemento será facturado y liquidado por la CNE de acuerdo a lo establecido en el artículo 27 del RD 661/2007 de primas.

5- Complemento de Prima por re-potenciación de las instalaciones. Los principales factores a considerar son los siguientes (según la disposición transitoria séptima del RD 661/2007).

- Aplicación de la prima por re-potenciación: sólo para parques eólicos con inscripción definitiva anterior al 31/12/2001.
- Alcance de la modificación: debe ser una modificación sustancial para sustitución de aerogeneradores por otros de más potencia. El objetivo marcado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Mityc) es de 2.000 MW re-potenciados independientes de la potencia eólica total a instalar de 20155 MW según el RD 661/2007.
- Valor de la prima de re-potenciación: derecho a percepción de una prima adicional máxima de 7 €/MWh a percibir hasta el 31-12-2017.
- Competencias legislativas para su aplicación: según acuerdo del Consejo de Ministros previa consulta con las comunidades autónomas.

En la Figura 2.5.17. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos económicos identificados relativos a los complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES ECONOMICOS

FACTORES ECONOMICOS (RD 661/2007): COMPLEMENTOS

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Complementos por producción de energía reactiva	Complemento de energía reactiva: se fija como un porcentaje en función del factor de potencia con el que se entrega la energía eléctrica: porcentaje de 8,4681 céntimos de Euro por kWh revisado anualmente según la Orden ITC/3353/2010.	RD 661/2007, anexo V y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
	Modificación temporal del factor de potencia: si la potencia es mayor de 10 MW pueden recibir instrucciones del operador del sistema para modificar temporalmente el factor de potencia. Implica la modificación o adecuación del sistema de control del aerogenerador eólico (los valores extremos de factor de potencia son 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo según el RD 1565/2010).	RD 661/2007, RD 1565/2010 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
	Complemento para participar en el procedimiento del mercado de operación de control de tensión: solo en el caso de que se opte por vender la energía en el mercado.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2010	Administración General del Estado
Costes de los desvíos: cálculo y liquidación	Costes de desvíos para tarifa regulada: a estas instalaciones les repercutirá el coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada período de programación. El coste del desvío, en cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2011	Administración General del Estado
	Costes de desvío de mercado incluido en la liquidación del precio de mercado como menor ingreso.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2012	Administración General del Estado
	Costes de desvío de mercado obligatorio para todos los parques eólicos independientemente de la potencia y con tolerancia 0	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2013	Administración General del Estado
	Exención del pago de Costes de desvíos: estarán exentas del pago del coste de los desvíos aquellas instalaciones de tarifa regulada que no tengan obligación de disponer de equipo de medida horaria, de acuerdo con el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2014	Administración General del Estado
Actualización y revisión de tarifas, primas y complementos	Revisión anual: se revisarán anualmente los importes de los siguientes conceptos o Tarifas. o Primas por producción de energía eléctrica. o Complementos: Eficiencia, Energía reactiva, Continuidad de suministro frente a huecos de tensión, Re-potenciación en instalaciones eólicas, otros que se determinen reglamentariamente. o Límites inferior y superior del precio horario del mercado.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2015	Administración General del Estado
	Valor de la revisión anual: los importes se actualizarán anualmente utilizando como referencia o El incremento del IPC en España menos 25 puntos básicos hasta el 31-12-2012. o El incremento del IPC en España menos 50 puntos básicos a partir del año 2013.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2016	Administración General del Estado
Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión	Ámbito de aplicación: para aquellas instalaciones eólicas que, con anterioridad al 1 de enero de 2008, dispongan de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, tendrán derecho a percibir un complemento específico. Período de adaptación para estas instalaciones si no cumplen: hasta 01/01/2010.	RD 661/2007 (disposición adicional séptima) y Orden ITC/3353/2017	Administración General del Estado
	Requisitos técnicos: disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, según se establece en el procedimiento de operación P.O. 12.3 "Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas".	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2016	Administración General del Estado
	Período de aplicación: durante un período máximo de cinco años, y que podrá extenderse como máximo hasta el 31 de diciembre de 2013.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2017	Administración General del Estado
	Valor del complemento: Independientemente de la opción de venta elegida de la electricidad producida, este complemento tendrá el valor de 0,4104 céntimos €/kWh (según la Orden ITC/3353/2010). Este valor será revisado anualmente, de acuerdo al incremento del IPC en España menos 25 puntos básicos hasta el 31-12-2012 y el incremento del IPC en España menos 50 puntos básicos a partir del año 2013.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2018	Administración General del Estado
	Acreditación del complemento: este complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que acrediten ante la empresa distribuidora y ante la Dirección General de Política Energética y Minas un certificado de una entidad autorizada por el Mityc que demuestre el cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos, de acuerdo con el procedimiento de verificación correspondiente.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2019	Administración General del Estado
	Facturación del complemento: este complemento será facturado y liquidado por la CNE de acuerdo a lo establecido en el artículo 27 del RD 661/2007 de primas.	RD 661/2007, artículo 27 y Orden ITC/3353/2020	Administración General del Estado
Complemento de Prima por re-potenciación de las instalaciones	Aplicación de la prima por re-potenciación: sólo para parques eólicos con inscripción definitiva anterior al 31/12/2001.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2021	Administración General del Estado
	Alcance de la modificación: debe ser una modificación sustancial para sustitución de aerogeneradores por otros de más potencia. El objetivo marcado por el Mityc es de 2.000 MW re-potenciados independientes de la potencia eólica total a instalar de 20155 MW según el RD 661/2007.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2022	Administración General del Estado
	Valor de la prima de re-potenciación: derecho a percepción de una prima adicional máxima de 7 €/MWh a percibir hasta el 31-12-2017.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2023	Administración General del Estado
	Competencias legislativas para su aplicación: según acuerdo del Consejo de Ministros previa consulta con las CCAA.	RD 661/2007 y Orden ITC/3353/2024	Administración General del Estado

Figura 2.5.17.: Tabla resumen de factores legislativos relativos a complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial (Fuente: RD 661/2007, ITC/3353/2010 y elaboración propia).

c) Liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

Dentro de los factores económicos relativos a la legislación existen una serie de regulaciones que establecen los procedimientos de liquidación y cobro de las tarifas eléctricas reguladas, primas y complementos. Las principales regulaciones relativas a estos factores, los cuales se identifican a continuación, son el RD 661/2007 (Artículo 30), la Circular 4/2009 y el RD 485/2009 (CNE, 2011).

1-Normativa aplicable: Los principales factores a considerar se delimitan por la legislación vigente que es la siguiente.

- RD 661/2007: Artículo 30 y Disposición transitoria sexta (Participación en mercado y liquidación de tarifas, primas, complementos y desvíos hasta la entrada en vigor de la figura del comercializador de último recurso). El marco económico queda establecido en el Real Decreto 661/2007.
- Circular 4/2009 de la CNE: regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 485/2009: establece la puesta en marcha del suministro de último recurso desde el 1 de julio de 2009, designando a estos efectos a los comercializadores de último recurso.

2-Entidad responsable de las liquidaciones: el artículo 30 del RD 661/2007 asigna a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la función de realizar la liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial. De acuerdo con la disposición transitoria sexta del mismo Real Decreto, el artículo 30 será de aplicación cuando entre en vigor el comercializador de último recurso. La CNE desde el 1 de julio de 2009 liquidará las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos.

3-Documentación e información requerida por la CNE para las liquidaciones: se definen en la Circular 4/2009, las obligaciones de remisión de la información necesaria para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica con acta de puesta en servicio definitiva de fecha igual o posterior al 1 de noviembre de 2009 y el procedimiento de liquidación correspondiente, así como el procedimiento de comunicación de los cambios de representante de las instalaciones de régimen especial. El titular de la instalación, presentará ante la CNE la documentación exigible para el alta de una instalación de producción en el Sistema de Liquidación de la CNE:

- Solicitud de alta: debidamente firmada y cumplimentada según el formato del modelo normalizado publicado en la página Web de la CNE.
- Documentación adjunta: según lo indicado en el apartado quinto de la Circular 4/2009.
- Liquidación o reliquidación mensual: sólo se determinará la prima equivalente y los complementos que correspondan a las instalaciones de producción que hayan entregado correctamente la documentación.
- Registro en el Sistema de Liquidación de la CNE: Una vez entregada toda la documentación, la instalación de producción será registrada en el Sistema de Liquidación de la CNE. El régimen económico será aplicable desde la inscripción de la instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en régimen especial de Mityc.
- Documentación exigible para la modificación de las características de una instalación de producción en el Sistema de Liquidación de la CNE: según el apartado sexto de la Circular 4/2009.

4-Remisión de información necesaria para la liquidación: según el apartado décimo de la Circular 4/2009.

5-Procedimiento de cálculo, seguimiento, control y pago de la liquidación: Los principales factores a considerar son los siguientes.

- Instalaciones y representación: a partir del 1 de noviembre de 2009 las instalaciones a tarifa regulada pasaran a ser representados por el comercializador de último recurso.
- Tarifa de representación de mercado: la empresa comercializadora de último recurso percibirá, desde el 01-11-2009 del productor en régimen especial a tarifa regulada de venta de la energía, un precio máximo de 5 €/MWh cedido, en concepto de representación en el mercado.
- Tarifa de representación de mercado alternativa: si el comercializador de último recurso estuviera declarado como operador dominante del sector eléctrico por la CNE o fuera una persona jurídica que pertenezca a una empresa que tuviera esta condición, este precio, será fijo de 10 €/MWh cedido.
- Plazos de las liquidaciones: en el Sistema de Liquidación de la CNE de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos, el cálculo de la liquidación asociada a las instalaciones de producción comenzará el día 1 del mes (m+1) siguiente al mes de producción (m), y para ello, se deberá disponer de la información correspondiente en el tiempo y en los formatos establecidos en el apartado décimo de la Circular 4/2009, así como la información correspondiente aplicable.
- Conceptos liquidables: a efectos del Sistema de Liquidación de la CNE de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos se tomará en consideración los siguientes conceptos liquidables:
 - I. Primas equivalentes.
 - II. Primas.
 - III. Incentivos.

IV. Complementos:

- a. Eficiencia.
 - b. Energía reactiva.
 - c. Por continuidad de suministro frente a huecos de tensión.
 - d. Re-potenciación en instalaciones eólicas.
 - e. Cualquier otro que se determine reglamentariamente.
- Cálculo de la liquidación: la CNE calculará para cada Sujeto de Liquidación los distintos conceptos liquidables que afecten a cada instalación de producción eólica, a nivel de fase o «CIL», de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo IV Régimen Económico del RD 661/2007, en el RD 1578/2008, o las normas que los sustituyan, y con la documentación e información que hubiera sido aportada.
 - Cierre de la liquidación: el cierre de las liquidaciones efectuadas en el mes (m+1), independientemente de que dichas liquidaciones correspondan al mes de producción (m) o anteriores se producirá el día 28 de cada mes (m+1), o en su caso, el siguiente día hábil.
 - Tipos de liquidación: para cada mes m de producción tendrán lugar los siguientes procesos de liquidación provisionales de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos a cuenta, por «CIL»:
 - En el mes m+1, la Liquidación Provisional Inicial.
 - En el mes m+3, la Liquidación Provisional Intermedia.
 - En el mes m+11, la Liquidación Provisional Final Primera.
 - En el mes en el que sea recepcionada la información definitiva correspondiente de las actividades reguladas, tendrá lugar el proceso de la “Liquidación Definitiva” de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos, por «CIL»

En la Figura 2.5.18. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos económicos identificados relativos a la liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES ECONOMICOS

FACTORES ECONOMICOS (RD 661/2007): LIQUIDACION DE TARIFAS, PRIMAS Y COMPLEMENTOS

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Normativa aplicable	RD 661/2007: Artículo 30 y Disposición transitoria sexta	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2009	Administración General del Estado
	Circular 4/2009 de la CNE: regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2010	Administración General del Estado
	RD 485/2009: establece la puesta en marcha del suministro de último recurso desde el 1 de julio de 2009, designando a estos efectos a los comercializadores de último recurso.	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2011	Administración General del Estado
Entidad responsable de las liquidaciones	Comisión Nacional de Energía (CNE): el artículo 30 del RD 661/2007 asigna a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la función de realizar la liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2012	Administración General del Estado
Documentación e información requerida por la CNE para las liquidaciones	Documentación e información requerida por la CNE para las liquidaciones: <input type="checkbox"/> Solicitud de alta: debidamente firmada y cumplimentada según el formato del modelo normalizado publicado en la página Web de la CNE. <input type="checkbox"/> Documentación adjunta: según lo indicado en el apartado quinto de la Circular 4/2009. <input type="checkbox"/> Liquidación o reliquidación mensual: <input type="checkbox"/> Registro en el Sistema de Liquidación de la CNE: <input type="checkbox"/> Documentación exigible para la modificación de las características de una instalación de producción en el Sistema de Liquidación de la CNE: según el apartado sexto de la Circular 4/2009.	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2013	Administración General del Estado
Procedimiento de cálculo, seguimiento, control y pago de la liquidación	Instalaciones y representación: a partir del 1 de noviembre de 2009 las instalaciones a tarifa regulada pasaran a ser representadas por el comercializador de último recurso.	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2014	Administración General del Estado
	Tarifa de representación de mercado: la empresa comercializadora de último recurso percibirá, desde el 01-11-2009 del productor en régimen especial a tarifa regulada de venta de la energía, un precio máximo de 5 €/MWh cedido, en concepto de representación en el mercado.	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2015	Administración General del Estado
	Tarifa de representación de mercado alternativa: si el comercializador de último recurso estuviera declarado como operador dominante del sector eléctrico por la CNE o fuera una persona jurídica que pertenezca a una empresa que tuviera esta condición, este precio, será fijo de 10 €/MWh cedido.	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2016	Administración General del Estado
	Plazos de las liquidaciones: el cálculo de la liquidación asociada a las instalaciones de producción comenzará el día 1 del mes (m+1) siguiente al mes de producción (m),	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2017	Administración General del Estado
	Conceptos liquidables: se tomará en consideración los siguientes conceptos liquidables: I. Primas equivalentes. II. Primas. III. Incentivos. IV. Complementos: a. Eficiencia; b. Energía reactiva; c. Por continuidad de suministro frente a huecos de tensión; d. Re-potenciación en instalaciones eólicas; e. Cualquier otro que se determine reglamentariamente.	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2018	Administración General del Estado
	Cálculo de la liquidación: la CNE calculará para cada Sujeto de Liquidación los distintos conceptos liquidables que afecten a cada instalación de producción eólica	RD 661/2007, capítulo IV, Circular 4/2009, RD 1578/2008 y el RD 485/2019	Administración General del Estado
	Cierre de la liquidación: el cierre de las liquidaciones efectuadas en el mes (m+1) se producirá el día 28 de cada mes (m+1)	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2020	Administración General del Estado
	Tipos de liquidación: para cada mes m de producción tendrán lugar los siguientes procesos de liquidación provisionales de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos a cuenta, por «CIL»: o En el mes m+1, la Liquidación Provisional Inicial. o En el mes m+3, la Liquidación Provisional Intermedia. o En el mes m+11, la Liquidación Provisional Final Primera. o En el mes en el que sea recepcionada la información definitiva correspondiente de las actividades reguladas, tendrá lugar el proceso de la Liquidación Definitiva de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos, por «CIL»	RD 661/2007, Artículo 30, Circular 4/2009 y el RD 485/2021	Administración General del Estado

Figura 2.5.18.: Tabla resumen de factores legislativos relativos a Liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial. (Fuente: RD 661/2007, Circular 4/2009 y elaboración propia).

d) Gastos administrativos de la energía eléctrica producida en régimen especial.

Dentro de los factores económicos relativos a la legislación existen una serie de gastos administrativos asociados a los procesos de tramitación de permisos de acuerdo a lo que establecen los procedimientos de la legislación y de las regulaciones aplicables. Se mencionan de manera genérica estos gastos administrativos cuyos principales factores se identifican a continuación (PANER, 2010; PER, 2011; CNE,

2011 y legislación estatal y autonómica aplicable).

1-Tasas administrativas: las tasas administrativas a abonar se prevén como consecuencia de los gastos de tramitación de la solicitud de las autorizaciones, permisos y licencias necesarios para la ejecución, puesta en marcha y funcionamiento las instalaciones eólicas.

2-Cuantía de las tasas administrativas: de forma genérica la regulación de estas tasas no resulta uniforme en España, pues en todas las comunidades autónomas no se exige una tasa por la tramitación de estas autorizaciones.

- Los importes de las tasas administrativas: en cada comunidad autónoma resultan diferentes ya que en algunos casos se establece un importe fijo por la tramitación de una autorización y en otros se establece un importe que varía en función del importe de la maquinaria a instalar o del proyecto de ejecución material.
- Devengo de las tasas administrativas: se devengan las tasas cuando se obtiene la licencia y no se liquida de no concederse la autorización.
- Límite de los importes de las tasas administrativas: en virtud de la legislación vigente de la Ley de Haciendas Locales, el importe de las tasas por la prestación de un servicio o por la realización de una actividad no podrá exceder, en su conjunto, del coste real o previsible del servicio o actividad de que se trate o, en su defecto, del valor de la prestación recibida. Todos los importes deberán ser proporcionales al coste real o previsible que conlleva la prestación del servicio que se solicita y que se grava con la imposición de una tasa.
- Licencia de obras de las instalaciones eólicas: de acuerdo con la Ley de Haciendas Locales, constituye el hecho imponible del Impuesto sobre Construcción, Instalaciones y Obras, la realización, dentro del término municipal, de la implantación de las instalaciones eólicas conllevará el pago del citado impuesto, dado que para su construcción se requiere la obtención de la correspondiente licencia de obras.
- Canon por la concesión de la autorización excepcional de uso del suelo no urbanizable: en algunas comunidades autónomas se prevé el pago de un canon por la concesión de la autorización excepcional de uso del suelo no urbanizable.

En la Figura 2.5.19. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos económicos identificados relativos a los gastos administrativos de de la energía eléctrica producida en régimen especial.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGIA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES ECONOMICOS

FACTORES ECONOMICOS (RD 661/2007): GASTOS ADMINISTRATIVOS

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Gastos administrativos de la energía eléctrica producida en régimen especial.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Tasas administrativas	<u>Tasas administrativas</u> : las tasas administrativas a abonar se prevén como consecuencia de los gastos de tramitación de la solicitud de las autorizaciones, permisos y licencias necesarios para la ejecución, puesta en marcha y funcionamiento las instalaciones eólicas.	RD 661/2007 y legislación estatal y autonómica.	Administración General del Estado y CCAA
Cuantía de las tasas administrativas	<u>Los importes de las tasas administrativas</u> : en cada CCAA resultan diferentes ya que en algunos casos se establece un importe fijo por la tramitación de una autorización y en otros se establece un importe que varía en función del importe de la maquinaria a instalar o del proyecto de ejecución material.	RD 661/2007 y legislación estatal y autonómica.	Administración General del Estado y CCAA
	<u>Devengo de las tasas administrativas</u> : se devengan las tasas cuando se obtiene la licencia y no se liquida de no concederse la autorización.	RD 661/2007 y legislación estatal y autonómica.	Administración General del Estado y CCAA
	<u>Límite de los importes de las tasas administrativas</u> : en virtud de la legislación vigente de la Ley de Haciendas Locales, el importe de las tasas por la prestación de un servicio o por la realización de una actividad no podrá exceder, en su conjunto, del coste real o previsible del servicio o actividad de que se trate o, en su defecto, del valor de la prestación recibida.	RD 661/2007 y legislación estatal y autonómica.	Administración General del Estado y CCAA
	<u>Licencia de obras de las instalaciones eólicas</u> : de acuerdo con la Ley de Haciendas Locales, constituye el hecho imponible del Impuesto sobre Construcción, Instalaciones y Obras, la realización, dentro del término municipal, de la implantación de las instalaciones eólicas conllevará el pago del citado impuesto, dado que para su construcción se requiere la obtención de la correspondiente licencia de obras.	RD 661/2007 y legislación estatal y autonómica.	Administración General del Estado
	<u>Canon por la concesión de la autorización excepcional de uso del suelo no urbanizable</u> : en algunas CCAA se prevé el pago de un canon por la concesión de la autorización excepcional de uso del suelo no urbanizable.	RD 661/2007 y legislación estatal y autonómica.	Administración General del Estado

Figura 2.5.19.: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los gastos administrativos de la energía eléctrica producida en régimen especial (Fuente: RD 661/2007, CNE y elaboración propia).

2.5.4.3. Factores y aspectos de las competencias legislativas.

Se identifican en este apartado diferentes áreas de la legislación referenciada en la presente tesis en las cuales se mencionan requisitos y aspectos relativos a los aspectos relacionados con las competencias legislativas de la autorización e instalación de la energía eólica, entre los cuales se incluyen aspectos relativos a la coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos, etc.

a) Competencias legislativas para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial.

Los aspectos relacionados con las competencias legislativas para poder obtener las autorizaciones oficiales para la inclusión de un parque eólico en el régimen especial en España están regulados a nivel general por el Real Decreto RD 661/2007, Cap.II en los artículos 4 y 10, y por la legislación y normativa vigente indicada en el mismo, tanto de ámbito estatal como de ámbito autonómico y local (PANER 2010-2020; PER, 2011 y RD 661/2007, Cap.II, Artículos 4 y 10).

Los factores que afectan a los aspectos de competencias legislativas de coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos se resumen en el siguiente punto y de manera sintética en la tabla de la Figura 2.5.20., siendo los aspectos reseñados los mencionados en los artículos del RD 661/2007.

1-Competencias administrativas (Artículo 4 del RD 661/2007): los principales factores a considerar son los siguientes.

- A nivel industrial: con carácter general la competencia para la concesión de las autorizaciones industriales que requieren la implantación de las instalaciones eólicas el órgano competente es el de la materia de energía de la Comunidad Autónoma.
- A nivel urbanístico: la administración competente para conceder la licencia de obras son los municipios correspondientes en los que se ubique la instalación. De forma genérica la administración competente para la concesión de la autorización excepcional en suelo no urbanizable corresponde a la Comunidad Autónoma. Excepcionalmente se concede la competencia en estos asuntos a los municipios.
- A nivel medioambiental: con carácter general la administración competente para conceder la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la Autorización Ambiental Integrada es el departamento competente en materia de medio ambiente de la Comunidad Autónoma.
- La concesión de la licencia de actividad: cuando las instalaciones deben ser autorizadas por el Estado, las autorizaciones industriales necesarias para su ejecución serán otorgadas por la Dirección General de Política Energética y Minas del Mityc, salvo para la concesión del acta de puesta en marcha cuya competencia se atribuye a la dependencia de industria y energía de las Delegaciones o Subdelegaciones de Gobierno en las provincias donde radique la instalación.
- Autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones eólicas de producción en régimen especial tanto en emplazamientos en tierra como en el caso de las instalaciones cuya potencia instalada supere los 50 MW, o se encuentren ubicadas en el mar.
- Reconocimiento de la condición de instalación eólica de producción acogida al régimen especial.
- La inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en real decreto RD 661/2007.
- La comunicación de la inscripción a la Comisión Nacional de la Energía (CNE), al operador del sistema y al operador del mercado.
- Comunicación de nueva puesta en servicio de la instalación: debido a la modificación sustancial de una instalación preexistente, las sustituciones de los equipos principales eólicos cuando se acredite que la inversión de la modificación parcial o global que se realiza supera el 50 por ciento de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición.

2- Coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos (Artículo 10 del RD 661/2007): los principales factores a considerar son los siguientes.

- En materia industrial: la necesidad de obtener de forma previa a su aprobación las correspondientes autorizaciones a nivel estatal y autonómico (donde proceda) implica el traslado de las solicitudes a las distintas administraciones afectadas en relación con el Anteproyecto de la instalación, como con el

propio Proyecto. Entre las principales autorizaciones se mencionan las siguientes:

- Declaración de Impacto Ambiental (DIA).
- Plan Eólico de la comunidad autónoma.
- Convocatoria pública de licitación del parque eólico y adjudicación.
- Autorización Administrativa del anteproyecto de la instalación.
- Aprobación del Proyecto.
- Acta de Puesta en Marcha de la instalación.

- Autorizaciones urbanísticas: los mecanismos de coordinación se han previsto en la normativa urbanística de las CCAA para la autorización que debe ser previa a la concesión de la licencia de obras municipal, la previa obtención de la licencia de actividad, siempre que se haya obtenido con anterioridad la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la tramitación de algún instrumento de planeamiento para las instalaciones eólicas mediante la cual se autorice de forma excepcional la utilización del suelo no urbanizable para este tipo de actividad.
- Autorizaciones ambientales: tanto en la normativa estatal, como en la normativa autonómica se establece la necesidad de que determinadas autorizaciones ambientales se otorguen de forma previa a la concesión de las autorizaciones industriales y de las autorizaciones urbanísticas. Las autorizaciones ambientales requeridas son la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la Autorización Ambiental Integrada y las administraciones que intervienen son:
 - Administración municipal: emisión de informes por parte de las Administraciones locales.
 - Administración autonómica: emisión de un informe previo y tramitación conjunta con la administración local las licencias de actividad y las licencias de obras.
- Registros territoriales: las comunidades autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.
- Modelo de inscripción previa y definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial y los registros autonómicos según lo indicado en el Anexo III.
- Procedimiento telemático: al mismo se adherirán los órganos competentes de las CCAA para la comunicación de datos remitidos por éstas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En la Figura 2.5.20. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos identificados relativos a las competencias legislativas para poder obtener las autorizaciones oficiales para la inclusión de un parque eólico en el régimen especial en España.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES COMPETENCIAS LEGISLATIVAS

FACTORES COMPETENCIAS LEGISLATIVAS (RD 661/2007).

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: competencias legislativas para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
COMPETENCIAS ADMINISTRATIVAS	A nivel industrial: con carácter general la competencia para la concesión de las autorizaciones industriales que requieren la implantación de las instalaciones eólicas el órgano competente es el de la materia de energía de la Comunidad Autónoma.	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	CCAA
	A nivel urbanístico: la administración competente para conceder la licencia de obras son los municipios correspondientes en los que se ubique la instalación. De forma genérica la administración competente para la concesión de la autorización excepcional en suelo no urbanizable corresponde a la Comunidad Autónoma. Excepcionalmente se concede la competencia en estos asuntos a los municipios.	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	CCAA
	A nivel medioambiental: con carácter general la administración competente para conceder la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la Autorización Ambiental Integrada es el departamento competente en materia de medio ambiente de la Comunidad Autónoma.	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	CCAA
	La concesión de la licencia de actividad: cuando las instalaciones deben ser autorizadas por el Estado, las autorizaciones industriales necesarias para su ejecución serán otorgadas por la Dirección General de Política Energética y Minas del Mityc	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	Administración General del Estado
	Autorización administrativa: para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones eólicas de producción en régimen especial tanto en emplazamientos en tierra como en el caso de las instalaciones cuya potencia instalada supere los 50 MW, o se encuentren ubicadas en el mar.	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	CCAA
	Reconocimiento de la condición de instalación eólica de producción acogida al régimen especial.	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	CCAA
	La inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en real decreto RD 661/2007.	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	Administración General del Estado
	La comunicación de la inscripción a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y al operador del mercado.	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	Administración General del Estado
	Comunicación de nueva puesta en servicio de la instalación: debido a modificación sustancial de una instalación preexistente las sustituciones de los equipos principales eólicos cuando se acredite que la inversión de la modificación parcial o global que se realiza supera el 50 por ciento de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición.	RD 661/2007. Cap. II, Art.4.	CCAA
COORDINACIÓN CON LAS COMUNIDADES AUTÓNOMAS Y CON OTROS ORGANISMOS	En materia industrial: la necesidad de obtener de forma previa a su aprobación las correspondientes autorizaciones a nivel estatal y autonómico. Entre las principales autorizaciones se mencionan las siguientes: -Declaración de Impacto Ambiental (DIA). -Plan Eólico de la comunidad autónoma. -Convocatoria pública de licitación del parque eólico y adjudicación. -Autorización Administrativa del anteproyecto de la instalación. -Aprobación del Proyecto. -Acta de Puesta en Marcha de la instalación.	RD 661/2007. Cap. II, Art.10.	Administración General del Estado y CCAA
	Autorizaciones urbanísticas: los mecanismos de coordinación se han previsto en la normativa urbanística de las CCAA para la autorización que debe ser previa a la concesión de la licencia de obras municipal, la previa obtención de la licencia de actividad, siempre que se haya obtenido con anterioridad la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).	RD 661/2007. Cap. II, Art.10.	CCAA
	Autorizaciones ambientales: tanto en la normativa estatal, como en la normativa autonómica las autorizaciones ambientales requeridas son la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la Autorización Ambiental Integrada y las administraciones que intervienen son: □ Administración municipal: emisión de informes por parte de las Administraciones locales. □ Administración autonómica: emisión de un informe previo y tramitación conjunta con la administración local las licencias de actividad y las licencias de obras.	RD 661/2007. Cap. II, Art.10.	CCAA y Administración local
	Registros territoriales: las comunidades autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.	RD 661/2007. Cap. II, Art.10.	CCAA
	Modelo de inscripción previa y definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial y los registros autonómicos según lo indicado en el Anexo III.	RD 661/2007. Cap. II, Art.10.	CCAA
	Procedimiento telemático: al mismo se adherirán los órganos competentes de las CCAA para la comunicación de datos remitidos por éstas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.	RD 661/2007. Cap. II, Art.10.	Dirección General de Política Energética y Minas y CCAA

Figura 2.5.20.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a los procesos administrativos relativos a las competencias legislativas para poder obtener las autorizaciones oficiales para la inclusión de un parque eólico en el régimen especial en España (Fuente: RD 661/2007 y elaboración propia).

b) Competencias administrativas para las instalaciones de generación eólicas marinas.

Los aspectos relacionados con las competencias legislativas para poder obtener las autorizaciones oficiales para la instalación de un parque eólico marino en las costas de España están regulados a nivel general por el RD 1028/2007. En relación a las competencias administrativas de las administraciones públicas, están afectadas por las generales y por las específicas indicadas en el artículo 115 del RD 1955/2000, y por los títulos de dominio público marítimo terrestre de la ley 22/1998, y por el Artículo 3 del RD 1028/2007, identificándose a continuación los principales factores que afectan a la energía eólica Offshore:

1-Ámbito de las competencias: Las instalaciones de generación eólicas marinas que se pretendan ubicar en el mar territorial, tendrán una potencia instalada mínima superior a 50 MW y se registrarán por lo establecido en la Ley 22/1988 de Costas y en las competencias recogidas en el RD 1955/2000 en relación

con las instalaciones de energía eólica marina.

2-**Competencias administrativas:** para el emplazamiento de las instalaciones de generación en el mar la competencia para la tramitación administrativa es exclusivamente de la administración estatal.

3-**Competencias ministeriales:** el detalle específico de las competencias de cada ministerio del gobierno de España en relación a los diferentes ámbitos de las instalaciones eólicas marinas se enumeran a continuación.

- *Construcción, ampliación, modificación y cierre de las instalaciones:* el órgano sustantivo para otorgar la autorización administrativa es el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: a través de la Dirección General de Política Energética y Minas.

-*Autorizaciones y concesiones:* las precisas para la ocupación del dominio público marítimo-terrestre para la instalación de un parque de generación eléctrica marino son competencia del Ministerio de Medio Ambiente, a través de la Dirección General de Costas.

-*Evaluaciones ambientales:* el Ministerio de Medio Ambiente actuará como órgano ambiental en las evaluaciones ambientales que se efectúen en la aplicación del RD 1028/2007.

-*Seguridad marítima, navegación y la vida humana en la mar:* la autorización de las actividades precisas es competencia del Ministerio de Fomento, a través de la Dirección General de Marina Mercante.

-*Ocupación del dominio público portuario:* la autoridad portuaria competente otorgará la correspondiente autorización o concesión, de conformidad con lo dispuesto en la legislación sectorial aplicable.

-*Medidas de protección y regeneración de los recursos pesqueros:* la adopción de las medidas es competencia del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.

En la Figura 2.5.21. se presenta a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos administrativos identificados relativos a las competencias legislativas para poder obtener las autorizaciones oficiales para la inclusión de un parque eólico marino en el régimen especial en España.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGIA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES COMPETENCIAS LEGISLATIVAS

FACTORES COMPETENCIAS LEGISLATIVAS EN EOLICA MARINA (RD 1028/2007).

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Competencias administrativas para las instalaciones de generación eólicas marinas.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Ámbito de las competencias	<u>Ámbito de las competencias:</u> Las instalaciones de generación eólicas marinas que se pretendan ubicar en el mar territorial, tendrán una potencia instalada mínima superior a 50 MW y se registrarán por lo establecido en la Ley 22/1988 de Costas y en las competencias recogidas en el RD 1955/2000 en relación con las instalaciones de energía eólica marina.	RD 1028/2007 Artículo 3, artículo 115 del RD 1955/2000, Ley 22/1998.	Administración General del Estado
Competencias administrativas	<u>Competencias administrativas:</u> para el emplazamiento de las instalaciones de generación en el mar la competencia para la tramitación administrativa es exclusivamente de la administración estatal.	RD 1028/2007 Artículo 3, artículo 115 del RD 1955/2000, Ley 22/1998.	Administración General del Estado
Competencias ministeriales	Competencias ministeriales: -Construcción, ampliación, modificación y cierre de las instalaciones: el órgano sustantivo para otorgar la autorización administrativa es el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: a través de la Dirección General de Política Energética y Minas. -Autorizaciones y concesiones: las precisas para la ocupación del dominio público marítimo-terrestre para la instalación de un parque de generación eléctrica marino son competencia del Ministerio de Medio Ambiente, a través de la Dirección General de Costas. -Evaluaciones ambientales: el Ministerio de Medio Ambiente actuará como órgano ambiental en las evaluaciones ambientales que se efectúen en la aplicación del RD 1028/2007. -Seguridad marítima, navegación y la vida humana en la mar: la autorización de las actividades precisas es competencia del Ministerio de Fomento, a través de la Dirección General de Marina Mercante. -Ocupación del dominio público portuario: la autoridad portuaria competente otorgará la correspondiente autorización o concesión, de conformidad con lo dispuesto en la legislación sectorial aplicable. -Medidas de protección y regeneración de los recursos pesqueros: la adopción de las medidas es competencia del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.	RD 1028/2007 Artículo 3, artículo 115 del RD 1955/2000, Ley 22/1998.	Administración General del Estado

Figura 2.5.21.: Tabla resumen de factores legislativos que afectan a los procesos administrativos relativos a las competencias legislativas para poder obtener las autorizaciones oficiales para la inclusión de un parque eólico marino en el régimen especial en España (Fuente: RD 1028/2007 y elaboración propia).

2.5.4.4. Factores y aspectos técnicos y constructivos.

Se identifican en este apartado diferentes áreas de la legislación referenciada en la presente tesis, en las cuales se mencionan requisitos y aspectos relativos a los factores técnicos y constructivos relacionados con la implantación de la energía eólica.

Dentro de los factores técnicos y constructivos relativos a la legislación existen una serie de regulaciones que establecen los procedimientos de operación del sistema. Las principales regulaciones relativas a estos factores, los cuales se identifican a continuación, son el RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), el Procedimiento de operación P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas” (2006) y el Procedimiento de operación P.O. 3.7 “Programación de la generación renovable no gestionable” (2006) (CNE, 2011 y Mojarro, Endesa, 2007).

a) Requisitos de operación del sistema eléctrico.

Los principales objetivos a tener en cuenta para garantizar la adecuada operación del sistema eléctrico en relación a la producción de energía eléctrica en régimen especial son permitir la máxima integración posible de la potencia y energía procedente de fuentes de generación no gestionables, y garantizar la operación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y fiabilidad (Mojarro, Endesa, 2007). Los principales factores a considerar son los siguientes.

1-Procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental: según el artículo 31 del RD 2019/1997 el operador del sistema deberá presentar al Mityc los procedimientos de operación de carácter técnico para garantizar la gestión técnica del sistema eléctrico. Los principales procedimientos operativos que afectan a la energía eólica son los siguientes:

- P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.
- P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
- P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
- P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial.

2-Procedimiento de operación P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”. Un hueco de tensión es una disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 ms a 1 minuto. Los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes.

- Ámbito de aplicación: el procedimiento operativo P.O. 12.3 se aplicará a los nuevos parques eólicos que se conecten al sistema eléctrico y cuya fecha de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción de régimen especial, sea posterior a 1 de enero de 2007. Aplica al grupo b.2 del RD 661/2007.
- Garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión: en cumplimiento de lo establecido en la disposición adicional cuarta del RD 436/2004, evitando desconexiones masivas de la generación eólica y proporcionando mayor estabilidad al sistema eléctrico.
- Respuesta frente a cortocircuitos: el titular de la instalación deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que todas las instalaciones de generación bajo su titularidad se mantengan acopladas al sistema eléctrico, sin sufrir desconexión por causa de los huecos de tensión directamente asociados la existencia de cortocircuitos correctamente despejados que puedan presentarse en el sistema eléctrico.
- Condiciones de soporte de huecos de tensión: La instalación eólica y todos sus componentes deberán ser capaces de soportar sin desconexión huecos de tensión, en el punto de conexión a red, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos, con los perfiles de magnitud y duración indicados en la Figura 2.5.22. y no se producirá la desconexión de la instalación para huecos de tensión en el punto de conexión a red incluidos en el área sombreada de la mencionada Figura 2.5.22.

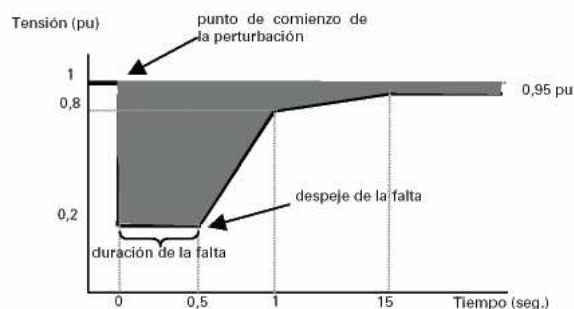


Figura 2.5.22.: Curva de tensión-tiempo que define el área del hueco de tensión en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación eólica. (Fuente: P.O. 12.3).

- **Magnitud del hueco de tensión:** los tiempos de recuperación del sistema eléctrico se verifican para una producción de origen eólico inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión. En el caso de aumentarse esta limitación de producción eólica, la curva de los huecos de tensión de la Figura 2.5.22 deberá modificarse de tal forma que las instalaciones de generación eólica soporten huecos de tensión de mayor profundidad.
- **Consumo de energía reactiva:** en el caso de faltas equilibradas (trifásicas, bifásicas y monofásicas) tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación. Se admiten consumos puntuales de potencia reactiva durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma, siempre que se cumplan las condiciones establecidas en el P.O. 12.3.
- **Consumo de energía activa:** el caso de faltas equilibradas (trifásicas, bifásicas y monofásicas) tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia activa por parte de la instalación. Se admiten consumos puntuales de potencia activa durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma, siempre que se cumplan las condiciones establecidas en el P.O. 12.3.

3- Procedimiento de operación P.O. 3.7 “Programación de la generación renovable no gestionable”.

Este procedimiento describe los flujos correctos de información necesaria y los procesos necesarios para la programación de la generación renovable no gestionable (energía eólica: la cual no es controlable ni se puede almacenar), con el fin de garantizar la operación segura del sistema eléctrico que permita la máxima integración posible de la potencia y energía. Los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes.

- **Ámbito de aplicación:** el procedimiento operativo P.O. 3.7 se aplicará a las empresas propietarias de los parques eólicos que se conecten al sistema eléctrico, cuya potencia nominal sea:
 - Instalaciones de generación eólica no gestionable con potencia > 10 MW.
 - Instalaciones de generación eólica no gestionable con potencia inferior en un punto de conexión común y cuya suma sea > 10 MW.
- **Asociación a Centros de Control:** las instalaciones eólicas de régimen especial con potencia > 10 MW tienen la obligación de asociarse a Centros de control que actúen como interlocutores del operador del sistema (OS).
- **Información requerida por el operador del sistema (OS):** los centros de control enviarán mensualmente al OS una actualización de las unidades de producción, y la información relativa al control de la potencia y energía según lo establecido en el P.O. 3.7.
- **Modificaciones de la producción del sistema:** El Operador del Sistema informará a los Centros de Control afectados de la máxima producción que cada una de las unidades bajo su control puede verter de forma que no se supere la máxima producción admisible en cada uno de los nudos de la Red de Transporte, siendo ésta última la variable de control básica de la generación.
 - Dicha producción debe ser alcanzada en un plazo máximo de 15 minutos una vez recibida la instrucción de modificación.

- Conexión permanente con el operador del sistema (OS): centro de control deberá estar en conexión permanente con el Operador del Sistema para el envío de las variables de producción.

4-Características técnicas del mercado de la electricidad: la generación de electricidad a través de instalaciones eólicas en el régimen especial debe cumplir los requisitos de la Ley 54/1997 del sector eléctrico (Capítulo II). Los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes:

- Acceso a la red eléctrica.
- Condiciones técnicas y económicas entre productores y distribuidores de la energía eléctrica.

5-Cumplimiento del Reglamento electrotécnico para baja tensión: las instalaciones eólicas deben cumplir con los requisitos establecidos en el RD 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión junto a sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, que resulta de aplicación a todas las instalaciones generadoras de energías renovables conectadas en baja tensión.

b) Cumplimiento del reglamento de puntos de medida (RPM) y certificación de REE.

De acuerdo a lo establecido en el RD 1170/2007 Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, las instalaciones eólicas deberán cumplir con lo establecido en el mismo en relación a la medida de la energía producida y de los consumos. Los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes.

1-Certificado de REE: es un documento requerido por el Operador del Sistema certificando que se ha dado de alta el punto frontera del aerogenerador.

2-Requisitos de certificación de REE: los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes.

- El Operador del Sistema lo exige por adelantado a toda instalación que se conecta a transporte.
- Es obligatorio para el trámite de OMEL de salida al mercado.
- Es obligatorio para la inscripción definitiva en el registro. Lo puede solicitar la CNE para darse de alta en el registro de Garantía de Origen.
- Obtención del certificado de REE (Red Eléctrica Española): los requisitos para su obtención son los siguientes.
 - Documentación a ser presentada según el RD 1170/2007.
 - Se debe disponer de equipos de medida según el RPM conectados, funcionando y con comunicación.
 - Enviar al Operador del Sistema la documentación de los equipos medida.
 - El Operador del Sistema revisa la documentación y realiza una prueba de comunicación (directa o a través de CS).
 - El generador de la energía debe solicitar y aceptar un presupuesto de verificación.

c) Especificaciones técnicas.

Dentro de la Directiva 2009/28/CE, en el apartado 2 del artículo 13, se establece que para que los equipos y sistemas de energías renovables puedan beneficiarse de los sistemas de apoyo, éstos deberán cumplir con las especificaciones técnicas establecidas por los organismos europeos de normalización. Los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes (PANER, 2010 y Plan de Energías Renovables 2011-2020).

1-Infraestructura de la calidad y seguridad industrial en España: las especificaciones técnicas de equipos y sistemas de energías renovables se encuentran definidas por normas de calidad. El Mityc es el encargado de revisar y adaptar la infraestructura de la calidad y seguridad industrial con objeto de establecer los agentes y mecanismos necesarios para la normalización y certificación de estas normas de calidad, para los equipos y sistemas de energías renovables y para otras actividades económicas.

2-Clasificación de sistemas y equipos de energías renovables: con objeto de definir las especificaciones técnicas dentro del sector de las energías renovables, se ha estructurado una clasificación de las instalaciones de energías renovables en fase comercial y de los equipos que conforman esos sistemas. La energía eólica se clasifica en el grupo III (Página 69 en PANER, 2010 y PER (Plan de Energías Renovables 2011-2020)).

3-Caracterización de las especificaciones técnicas: la caracterización de las especificaciones técnicas se ha dividido en dos apartados (la normativa específica se menciona en el PANER, 2010 y PER, 2011).

- Especificaciones técnicas de los sistemas de energías renovables: son aquellas normas de calidad que deben ser cumplidas por las instalaciones en su conjunto. Estas especificaciones técnicas son de obligado cumplimiento debido a que sus normas de calidad han sido traspuestas dentro de la legislación vigente mediante Reales Decretos. Se citan las principales grupos de normativas que afectan a la energía eólica.
 - Especificaciones técnicas de obra civil.
 - Especificaciones técnicas de instalaciones eléctricas y de control.
 - Especificaciones técnicas de instalaciones mecánicas.
- Especificaciones técnicas de equipos que conforman los sistemas de energías renovables: para las especificaciones técnicas de los equipos de sistemas de energías renovables se han definido las normas de calidad UNE para los equipos identificados.

En las Figuras 2.5.23.A y 2.5.23.B se presentan a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos técnicos y constructivos identificados relativos a las especificaciones técnicas y al cumplimiento del reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico de las energías renovables eólicas.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGIA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES TECNICOS
FACTORES LEGISLATIVOS TECNICOS

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Factores y aspectos técnicos y constructivos. Requisitos de operación del sistema eléctrico.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental	<input type="checkbox"/> P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte. <input type="checkbox"/> P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio. <input type="checkbox"/> P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. <input type="checkbox"/> P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8 y artículo 31 del RD 2019/1997	Administración General del Estado
Procedimiento de operación P.O. 12.3 "Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas".	Ámbito de aplicación: el procedimiento operativo P.O. 12.3 se aplicará a los nuevos parques eólicos que se conecten al sistema eléctrico y cuya fecha de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción de régimen especial, sea posterior a 1 de enero de 2007. Aplica al grupo b.2 del RD 661/2007.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8 y artículo 31 del RD 2019/1998	Administración General del Estado
	Garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión: en cumplimiento de lo establecido en la disposición adicional cuarta del RD 436/2004, evitando desconexiones masivas de la generación eólica y proporcionando mayor estabilidad al sistema eléctrico.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8, artículo 31 del RD 2019/1999 y RD 436/2004	Administración General del Estado
	Respuesta frente a cortocircuitos: el titular de la instalación deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que todas las instalaciones de generación bajo su titularidad se mantengan acopladas al sistema eléctrico, sin sufrir desconexión por causa de los huecos de tensión directamente asociados la existencia de cortocircuitos correctamente despejados que puedan presentarse en el sistema eléctrico.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8 y artículo 31 del RD 2019/2000	Administración General del Estado
	Condiciones de soporte de huecos de tensión: La instalación eólica y todos sus componentes deberán ser capaces de soportar sin desconexión huecos de tensión, en el punto de conexión a red	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8 y artículo 31 del RD 2019/2001	Administración General del Estado
	Magnitud del hueco de tensión: los tiempos de recuperación del sistema eléctrico se verifican para una producción de origen eólico inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8 y artículo 31 del RD 2019/2002	Administración General del Estado
	Consumo de energía reactiva: en el caso de faltas equilibradas (trifásicas, bifásicas y monofásicas) tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva por parte de la instalación.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8 y artículo 31 del RD 2019/2003	Administración General del Estado
	Consumo de energía activa: el caso de faltas equilibradas (trifásicas, bifásicas y monofásicas) tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia activa por parte de la instalación.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8 y artículo 31 del RD 2019/2004	Administración General del Estado
Procedimiento de operación P.O. 3.7 "Programación de la generación renovable no gestionable".	Ámbito de aplicación: el procedimiento operativo P.O. 3.7 se aplicará a las empresas propietarias de los parques eólicos que se conecten al sistema eléctrico, cuya potencia nominal sea: -Instalaciones de generación eólica no gestionable con potencia > 10 MW. -Instalaciones de generación eólica no gestionable con potencia inferior en un punto de conexión común y cuya suma sea > 10 MW.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 3.7	Administración General del Estado
	Asociación a Centros de Control: las instalaciones eólicas de régimen especial con potencia > 10 MW tienen la obligación de asociarse a Centros de control que actúen como interlocutores del operador del sistema (OS).	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 3.8	Administración General del Estado
	Información requerida por el operador del sistema (OS): los centros de control enviarán mensualmente al OS una actualización de las unidades de producción, y la información relativa al control de la potencia y energía según lo establecido en el P.O. 3.7.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 3.9	Administración General del Estado
	Modificaciones de la producción del sistema: El Operador del Sistema informará a los Centros de Control afectados de la máxima producción que cada una de las unidades bajo su control puede verter de forma que no se supere la máxima producción admisible en cada uno de los nudos de la Red de Transporte	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 3.10	Administración General del Estado
	Conexión permanente con el operador del sistema (OS): centro de control deberá estar en conexión permanente con el Operador del Sistema para el envío de las variables de producción.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), P.O. 3.11	Administración General del Estado
Características técnicas del mercado de la electricidad	Características técnicas del mercado de la electricidad: la generación de electricidad a través de instalaciones eólicas en el régimen especial debe cumplir los requisitos de la ley 54/1997 del sector eléctrico (Capítulo II). Los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes: <input type="checkbox"/> Acceso a la red eléctrica. <input type="checkbox"/> Condiciones técnicas y económicas entre productores y distribuidores de la energía eléctrica.	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), ley 54/1997	Administración General del Estado
Cumplimiento del Reglamento electrotécnico para baja tensión:	Cumplimiento del Reglamento electrotécnico para baja tensión: las instalaciones eólicas deben cumplir con los requisitos establecidos en el RD 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión junto a sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, que resulta de aplicación a todas las instalaciones generadoras de energías renovables conectadas en baja tensión	RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), RD 842/2002	Administración General del Estado

Figura 2.5.23.A: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los factores técnicos de las instalaciones eólicas (Fuente: RD 661/2007, P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8. y elaboración propia).

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES TÉCNICOS
FACTORES LEGISLATIVOS TÉCNICOS

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Factores y aspectos técnicos y constructivos. Requisitos de operación del sistema eléctrico.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Cumplimiento del reglamento de puntos de medida (RPM) y certificación de REE.	<u>Certificado de REE</u> : es un documento requerido por el Operador del Sistema certificando que se ha dado de alta el punto frontera del aerogenerador.	RD 661/2007 y RD 1170/2007	Administración General del Estado
	<u>Requisitos de certificación de REE</u> : los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes. <input type="checkbox"/> El Operador del Sistema lo exige por adelantado a toda instalación que se conecta a transporte. <input type="checkbox"/> Es obligatorio para el trámite de OMEL de salida al mercado. <input type="checkbox"/> Es obligatorio para la inscripción definitiva en el registro. Lo puede solicitar la CNE para darse de alta en el registro de Garantía de Origen. <input type="checkbox"/> Obtención del certificado de REE (Red Eléctrica Española): los requisitos para su obtención son los siguientes. -Documentación a ser presentada según el RD 1170/2007. -Se debe disponer de equipos de medida según el RPM conectados, funcionando y con comunicación. -Enviar al Operador del Sistema la documentación de los equipos medida. -El Operador del Sistema revisa la documentación y realiza una prueba de comunicación (directa o a través de CS). -El generador de la energía debe solicitar y aceptar un presupuesto de verificación.	RD 661/2007 y RD 1170/2008	Administración General del Estado
Especificaciones técnicas	<u>Infraestructura de la calidad y seguridad industrial en España</u> : las especificaciones técnicas de equipos y sistemas de energías renovables se encuentran definidas por normas de calidad. El Mityc es el encargado de revisar y adaptar la infraestructura de la calidad y seguridad industrial	Directiva 2009/28/CE, RD 661/2007	Administración General del Estado
	<u>Clasificación de sistemas y equipos de energías renovables</u> : con objeto de definir las especificaciones técnicas dentro del sector de las energías renovables, se ha estructurado una clasificación de las instalaciones de energías renovables en fase comercial y de los equipos que conforman esos sistemas. La energía eólica se clasifica en el grupo III (Página 69 en PANER, 2010).	PANER, 2010	Administración General del Estado
	<u>Caracterización de las especificaciones técnicas</u> : la caracterización de las especificaciones técnicas se ha dividido en dos apartados (la normativa específica se menciona en el PANER, 2010). <input type="checkbox"/> Especificaciones técnicas de los sistemas de energías renovables: son aquellas normas de calidad que deben ser cumplidas por las instalaciones en su conjunto. Estas especificaciones técnicas son de obligado cumplimiento debido a que sus normas de calidad han sido traspuertas dentro de la legislación vigente mediante Reales Decretos. Se citan las principales grupos de normativas que afectan a la energía eólica. -Especificaciones técnicas de obra civil. -Especificaciones técnicas de instalaciones eléctricas y de control. -Especificaciones técnicas de instalaciones mecánicas. <input type="checkbox"/> Especificaciones técnicas de equipos que conforman los sistemas de energías renovables: para las especificaciones técnicas de los equipos de sistemas de energías renovables se han definido las normas de calidad UNE para los equipos identificados.	PANER, 2011	Administración General del Estado

Figura 2.5.23.B: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los factores técnicos de las instalaciones eólicas (Fuente: RD 661/2007, P.O. 12.3, P.O. 3.7, P.O. 12.1, P.O. 12.2, P.O. 14.8. y elaboración propia).

2.5.4.5. Factores y aspectos medioambientales.

Se evalúan en este apartado diferentes áreas de la legislación medioambiental, en las cuales se mencionan requisitos y aspectos relativos a los factores medioambientales relacionados con la implantación de la energía eólica. Las principales regulaciones relativas a estos factores medioambientales, los cuales se identifican a continuación, son los RD 1/2008 y la Ley 9/2006 (CNE, 2011 y Becker, 2007).

1-Alcance y ámbito de aplicación medioambiental: en lo que se refiere a las instalaciones eólicas se distinguen dos categorías en la legislación medioambiental según el RD 1/2008.

- Las que tengan 50 o más aerogeneradores o que se encuentren a menos de 2 kilómetros de otro parque eólico según se indica en el Anexo I: los proyectos de parques eólicos y su construcción se encuentran encuadrados en el anexo I dentro del grupo 3 (industria energética), apartado i.
- Las restantes instalaciones eólicas que no reúnan tales condiciones como se indica en el Anexo II: el resto de parques eólicos no incluidos en el grupo 3 serán incluidos en el grupo 9.
- Autorizaciones medioambientales requeridas: en España con carácter general se requieren en todo el territorio nacional para la implantación de las instalaciones eólicas una serie de autorizaciones entre las que están el someter la autorización de estas instalaciones a un procedimiento de evaluación ambiental, exigiendo la obtención previa de una serie de requisitos y certificados como son los siguientes (PANER 2010-2020 y PER, 2011).
 - Declaración de Impacto Ambiental (DIA).
 - Autorización Ambiental Integrada.
 - Licencia de actividad.

- Licencia Ambiental.
- Comunicación Ambiental (requerida en Cataluña y en la Comunidad Valenciana).
- Calificación Ambiental (requerida en Andalucía).

2-Aplicación de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA): los principales factores y aspectos técnicos a considerar son los siguientes (Becker, 2009).

- EIA de las instalaciones eólicas del Anexo I: deben ser sometidas con carácter obligatorio al correspondiente EIA.
- EIA de las instalaciones eólicas del Anexo II: solo deberán ser sometidas a una EIA cuando así lo determine la autoridad administrativa competente en aspectos medioambientales, debiéndose hacerse pública y ajustada a los criterios establecidos en el Anexo III, los cuales son los siguientes:
 - Las características del proyecto y su tamaño.
 - El uso de recursos naturales, la generación de residuos, contaminación.
 - La ubicación de los proyectos eólicos con respecto al entorno natural, las características del potencial de impacto así como su duración y reversibilidad.

3-Factores de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA): los principales factores y aspectos a considerar son los siguientes (Becker, 2009).

- Factores a considerar en la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA): en el Artículo 1.3 del RD 1/2008 se especifican los factores a considerar en la EIA identificando, describiendo y evaluando los mismos de conformidad con la ley RD 1/2008, así como los efectos directos e indirectos de un proyecto de parque eólico sobre los factores definidos. Los factores sobre los que se lleva a cabo la evaluación del EIA son los siguientes:
 - El ser humano.
 - La flora y la fauna.
 - El suelo.
 - El agua.
 - El clima y el paisaje.
 - Los bienes materiales y el patrimonio cultural.
 - La interacción entre los factores mencionados.

4-Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de proyectos: se desarrolla en el capítulo II del RD 1/2008 y comprende una serie de actuaciones a ser cumplimentadas en la tramitación de construcción de un parque eólico como son las siguientes.

- Solicitud de sometimiento del proyecto a evaluación de impacto ambiental por el promotor, acompañada del documento inicial del proyecto.
- Determinación de alcance del estudio de impacto ambiental por el órgano ambiental, previa consulta a las administraciones públicas afectadas y, en su caso, a las personas interesadas.
- Elaboración del estudio de impacto ambiental por el promotor del proyecto.
- Evacuación del trámite de información pública y de consultas a las Administraciones públicas afectadas y a personas interesadas, por el órgano sustantivo.

5-Emisión de la declaración de impacto ambiental (DIA): la evaluación de impacto ambiental de proyectos (EIA) finalizará con la emisión de la declaración de impacto ambiental (DIA) por el órgano ambiental, la cual se hará pública.

6-Factores medioambientales: los principales factores y aspectos medioambientales a considerar en relación la instalación de un parque eólico son los siguientes (Becker, 2009).

- Situación legal de los terrenos del parque eólico.
- Usos del suelo del parque eólico.
- Ordenación del territorio y planeamiento urbanístico.
- Figuras de protección y espacios naturales: LICs y ZEPAs, espacios naturales protegidos y áreas de sensibilidad ambiental.
- Otros factores y variables del medio: dependiendo de las particularidades del proyecto eólico, se tendrán que de considerar otros factores y variables del medio, clasificados según su naturaleza según se indican en la Figura 2.5.24.

Medio físico	⇒ Climatología ⇒ Calidad atmosférica ⇒ Geología ⇒ Geomorfología ⇒ Hidrología e hidrología
Medio biológico	⇒ Vegetación: potencial y actual. Valoración. ⇒ Fauna: Inventario. Biotopos. Valoración
Medio perceptivo	⇒ Inventario paisajístico: metodología y valoración
Medio socioeconómico y cultural	⇒ Gestión y depuración del medio antrópico ⇒ Población y demografía ⇒ Sectores económicos ⇒ Sistema territorial ⇒ Recursos relativos al patrimonio histórico y arqueológico.

Figura 2.5.24.: Esquema general de los factores de tipo medioambiental que están afectados por la legislación de un estudio de impacto medioambiental EIA (Fuente: RD 1/2008 y Confemetal).

- Factores que afectan a las operaciones de instalación del parque eólico: debido a que la instalación de parques eólicos es susceptible de provocar impactos ambientales negativos sobre el medio natural sobre el que se instalan, es preciso indicar una serie de factores que afectan a conceptos como las operaciones de instalación construcción, explotación en operación y futuro desmantelamiento de la instalación. Entre los factores mencionados se han seleccionado en función de la legislación vigente los indicados en la Figura 2.5.25.

Fase de construcción	⇒ Movimiento de tierras y creación de accesos ⇒ Construcción de viales de servidumbre a los aerogeneradores ⇒ Cimentación de las torres de los aerogeneradores y torres de tendido eléctrico. ⇒ Plataformas de izado de los aerogeneradores ⇒ Construcción de zanjas para el enterramiento de la línea ⇒ Tráfico de vehículos. ⇒ Parque de maquinaria o zona de operaciones. ⇒ Construcción de la subestación. ⇒ Montaje e izado de los aerogeneradores ⇒ Consumo de recursos ⇒ Vertido de tierras sobrantes
Fase de explotación	⇒ Iluminación ⇒ Presencia de los aerogeneradores ⇒ Movimiento de las palas ⇒ Tráfico y uso de caminos ⇒ Presencia de la línea eléctrica ⇒ Presencia de la subestación ⇒ Vertido de residuos
Fase de desmantelamiento	⇒ Desmontaje ⇒ Tráfico de vehículos ⇒ Restauración ⇒ Estructuras permanentes

Figura 2.5.25.: Esquema general de los factores de tipo constructivo que están afectados por la legislación de un estudio de impacto medioambiental (EIA) (Fuente: RD 1/2008 y Confemetal)

7-Control del cumplimiento de las declaraciones de impacto ambiental (DIA): los principales factores y aspectos medioambientales a considerar en relación la instalación de un parque eólico son los siguientes según el capítulo III del RD 1/2008 (Becker, 2009).

- Medidas protectoras: son aquellas que evitan la aparición del efecto negativo sobre el medio modificando los elementos que definen la actividad (tecnología, diseño, transporte, materias primas) y que tienen influencia sobre aspectos como:
 - Sobre el paisaje: Reducción al mínimo de las aperturas de pistas de acceso al parque eólico. Reutilización de tierras de excavación. Color exterior de los aerogeneradores.
 - Sobre la avifauna: Técnicas para evitar el choque de las aves con los aerogeneradores. Acondicionamiento de la iluminación nocturna. Control de las fuentes potenciales de alimentación de la avifauna en el entorno próximo a las instalaciones eólicas.
- Medidas correctoras: son medidas de impactos recuperables, dirigidas a anular, atenuar, corregir o modificar las acciones y efectos. Estas medidas correctoras son comunes sobre la flora y la vegetación de la zona, restaurando la cubierta vegetal y procurando nueva vegetación sobre aquellas zonas más perjudicadas.
- Medidas compensatorias: son medidas de impactos irrecuperables, que no evitan la aparición del efecto, ni lo anulan o atenúan pero contrapesan de alguna manera la alteración del factor que ha generado el impacto. Las más importantes son a nivel social y económico, debido a la expropiación de terrenos y a la disminución de la actividad agraria.
- Plan de Vigilancia Ambiental: todo estudio de impacto ambiental exige la redacción y cumplimiento de un Plan de Vigilancia Ambiental. En proyectos de parques eólicos, los planes de vigilancia ambiental contendrán, al menos la siguiente información (Becker, 2009):
 - i-Cronograma de obras actualizado: con todas las actividades, incluyendo las medidas protectoras y correctoras e indicando, para cada actividad, el porcentaje de ejecución respecto al total. En el cronograma figurara la fecha de actualización.
 - ii-Resultados del plan de seguimiento de avifauna (accidentalidad).
 - iii-Seguimiento de los procesos erosivos y del drenaje natural del terreno.

iv-Seguimiento de las labores de re-vegetación y de la evolución de la cubierta vegetal en las zonas afectadas por las obras con especial énfasis en el estado de los taludes de viales y plataformas. Los informes de los planes de vigilancia ambiental se irán actualizando periódicamente por parte de la delegación ambiental del promotor de la obra, y serán enviados al órgano ambiental correspondiente, a lo largo de las fases de construcción, explotación y abandono de la obra, tal y como establezca la declaración de impacto ambiental (DIA).

8-Evaluación ambiental (Artículo 7 del RD 9/2006): los principales factores y aspectos medioambientales a considerar son los siguientes.

- Procedimiento administrativo: la legislación reguladora de los planes y programas introducirá en el procedimiento administrativo aplicable para su elaboración y aprobación un proceso de evaluación ambiental en el que el órgano promotor integrará los aspectos ambientales y que constará de las siguientes actuaciones:
 - a) La elaboración de un *informe de sostenibilidad ambiental*, cuya amplitud, nivel de detalle y grado de especificación será determinado por el órgano ambiental.
 - b) La celebración de consultas.
 - c) La elaboración de la *memoria ambiental*.
 - d) La consideración del informe de sostenibilidad ambiental, del resultado de las consultas y de la memoria ambiental en la toma de decisiones.
 - e) La publicidad de la información sobre la aprobación del plan o programa.

9-Informe de sostenibilidad ambiental (Artículo 7 del RD 9/2006): los principales factores y aspectos medioambientales a considerar por el órgano promotor en el informe de sostenibilidad ambiental son los siguientes.

- Identificar, describir y evaluar los probables efectos significativos sobre el medio ambiente que puedan derivarse de la aplicación del plan o programa de instalación eólica.
- Alternativas razonables, técnica y ambientalmente viables, incluida entre otras la alternativa cero, que tengan en cuenta los objetivos y el ámbito territorial de aplicación del plan o programa. Se entenderá por alternativa cero la no realización de dicho plan o programa de instalación eólica.

10-Memoria ambiental (Artículo 12 del RD 9/2006): los principales factores y aspectos medioambientales a considerar son los siguientes.

- Memoria ambiental: con objeto de valorar la integración de los aspectos ambientales en la propuesta de plan se analizarán el proceso de evaluación, el informe de sostenibilidad ambiental y su calidad, y se evaluará el resultado de las consultas realizadas y cómo se han tomado en consideración y se analizará la previsión de los impactos significativos de la aplicación del plan o programa.
- Contenido de la memoria ambiental: contendrá las determinaciones finales que deban incorporarse a la propuesta del plan o programa.
- La memoria ambiental es preceptiva: se tendrá en cuenta en el plan o programa antes de su aprobación definitiva. Será realizada, en el ámbito de la Administración General del Estado, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 y, en el ámbito de las comunidades autónomas por el órgano que éstas determinen, y con el acuerdo del órgano ambiental.

11-Propuesta de plan o programa (RD 9/2006): la propuesta de plan o programa final de una instalación eólica, vendrá determinada por el órgano promotor del plan, el cual elaborará la propuesta de plan o programa tomando en consideración la siguiente información.

- El informe de sostenibilidad ambiental.
- Las alegaciones formuladas en las consultas, incluyendo en su caso las consultas transfronterizas.
- La memoria ambiental.

d) Procedimientos ambientales para las instalaciones de generación eólicas marinas.

Los aspectos relacionados con los procedimientos ambientales para poder obtener las autorizaciones oficiales para la instalación de un parque eólico marino en las costas de España están regulados a nivel general por el RD 1028/2007 y en el aspecto medioambiental por el artículo 28 de Evaluación de Impacto Ambiental. Se identifican los siguientes factores que afectan a la energía eólica marina Offshore:

- Evaluación de impacto ambiental (EIA): con carácter previo a la autorización de la instalación de generación eólica marina y a la concesión del dominio público marítimo-terrestre, el proyecto deberá someterse a evaluación de impacto ambiental de acuerdo con lo preceptuado en el RD 1/2008.

En las Figuras 2.5.26.A y 2.5.26.B se presentan a modo de resumen una síntesis esquemática de los factores y aspectos medioambientales identificados relativos a las energías renovables eólicas.

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES MEDIOAMBIENTALES
FACTORES Y ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Factores y aspectos medioambientales	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Alcance y ámbito de aplicación medioambiental	<ul style="list-style-type: none"> Las que tengan 50 o más aerogeneradores o que se encuentren a menos de 2 kilómetros de otro parque eólico según se indica en el Anexo I: los proyectos de parques eólicos y su construcción se encuentran encuadrados en el anexo I dentro del grupo 3 (industria energética), apartado i. 	RD 1/2008 y la Ley 9/2006	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Las restantes instalaciones eólicas que no reúnan tales condiciones como se indica en el Anexo II: el resto de parques eólicos no incluidos en el grupo 3 serán incluidos en el grupo 9. 	RD 1/2008 y la Ley 9/2006	Administración General del Estado
	<p>Autorizaciones medioambientales requeridas: en España con carácter general se requieren en todo el territorio nacional para la implantación de las instalaciones eólicas una serie de autorizaciones entre las que están el someter la autorización de estas instalaciones a un procedimiento de evaluación ambiental, exigiendo la obtención previa de una serie de requisitos y certificados como son los siguientes (PANER 2010-2020).</p> <ul style="list-style-type: none"> -Declaración de Impacto Ambiental (DIA). -Autorización Ambiental Integrada. -Licencia de actividad. -Licencia Ambiental. -Comunicación Ambiental (requerida en Cataluña y en la Comunidad Valenciana). -Calificación Ambiental (requerida en Andalucía). 	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
Aplicación de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA)	<p>EIA de las instalaciones eólicas del Anexo I: deben ser sometidas con carácter obligatorio al correspondiente EIA</p>	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<p>EIA de las instalaciones eólicas del Anexo II: solo deberán ser sometidas a una EIA cuando así lo determine la autoridad administrativa competente en aspectos medioambientales, debiéndose hacerse pública y ajustada a los criterios establecidos en el Anexo III, los cuales son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Las características del proyecto y su tamaño. -El uso de recursos naturales, la generación de residuos, contaminación. -La ubicación de los proyectos eólicos con respecto al entorno natural, las características del potencial de impacto así como su duración y reversibilidad. 	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
Factores de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA):	<p>Factores a considerar en la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA): en el Artículo 1.3 del RD 1/2008 se especifican los factores a considerar en la EIA identificando, describiendo y evaluando los mismos de conformidad con la ley RD 1/2008, así como los efectos directos e indirectos de un proyecto de parque eólico sobre los factores definidos.</p>	RD 1/2008, Artículo 1.3 , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2023	Administración General del Estado
	<p>Los factores sobre los que se lleva a cabo la evaluación del EIA son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> El ser humano. La flora y la fauna. El suelo. El agua. El clima y el paisaje. Los bienes materiales y el patrimonio cultural. La interacción entre los factores mencionados. 	RD 1/2008, Artículo 1.3 , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> Solicitud de sometimiento del proyecto a evaluación de impacto ambiental por el promotor, acompañada del documento inicial del proyecto 	RD 1/2008 capítulo II , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Determinación de alcance del estudio de impacto ambiental por el órgano ambiental, previa consulta a las administraciones públicas afectadas y, en su caso, a las personas interesadas. 	RD 1/2008 capítulo II , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Elaboración del estudio de impacto ambiental por el promotor del proyecto. 	RD 1/2008 capítulo II , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Evacuación del trámite de información pública y de consultas a las Administraciones públicas afectadas y a personas interesadas, por el órgano sustantivo. 	RD 1/2008 capítulo II , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
Emisión de la declaración de impacto ambiental (DIA):	<p>Emisión de la declaración de impacto ambiental (DIA): la evaluación de impacto ambiental de proyectos (EIA) finalizará con la emisión de la declaración de impacto ambiental (DIA) por el órgano ambiental, la cual se hará pública.</p>	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
Factores medioambientales	<ul style="list-style-type: none"> Situación legal de los terrenos del parque eólico. 	RD 1/2008, la Ley 9/2000 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Usos del suelo del parque eólico. 	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Ordenación del territorio y planeamiento urbanístico. 	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Figuras de protección y espacios naturales: LICs y ZEPAs, espacios naturales protegidos y áreas de sensibilidad ambiental. 	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Otros factores y variables del medio: dependiendo de las particularidades del proyecto eólico, se tendrán que de considerar otros factores y variables del medio, clasificados según su naturaleza. 	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	<ul style="list-style-type: none"> Factores que afectan a las operaciones de instalación del parque eólico: factores que afectan a conceptos como las operaciones de instalación construcción, explotación en operación y futuro desmantelamiento de la instalación. 	RD 1/2008, la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado

Figura 2.5.26.A: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los factores medioambientales de las instalaciones eólicas (Fuente: RD 1/2008, Ley 9/2006 y elaboración propia).

FACTORES LEGISLATIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA: FACTORES MEDIOAMBIENTALES

FACTORES Y ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

AREA LEGISLATIVA	FACTORES LEGISLATIVOS: Factores y aspectos medioambientales	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA
Control del cumplimiento de las declaraciones de impacto ambiental (DIA)	Medidas protectoras: son aquellas que evitan la aparición del efecto negativo sobre el medio modificando los elementos que definen la actividad (tecnología, diseño, transporte, materias primas) y que tienen influencia sobre aspectos como: -Sobre el paisaje: Reducción al mínimo de las aperturas de pistas de acceso al parque eólico. Reutilización de tierras de excavación. Color exterior de los aerogeneradores. -Sobre la avifauna: Técnicas para evitar el choque de las aves con los aerogeneradores. Acondicionamiento de la iluminación nocturna. Control de las fuentes potenciales de alimentación de la avifauna en el entorno próximo a las instalaciones eólicas.	RD 1/2008 capítulo III , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	Medidas correctoras: son medidas de impactos recuperables, dirigidas a anular, atenuar, corregir o modificar las acciones y efectos. Estas medidas correctoras son comunes sobre la flora y la vegetación de la zona, restaurando la cubierta vegetal y procurando nueva vegetación sobre aquellas zonas más perjudicadas.	RD 1/2008 capítulo III , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	Medidas compensatorias: son medidas de impactos irreversibles, que no evitan la aparición del efecto, ni lo anulan o atenúan pero contrapesan de alguna manera la alteración del factor que ha generado el impacto. Las más importantes son a nivel social y económico, debido a la expropiación de terrenos y a la disminución de la actividad agraria.	RD 1/2008 capítulo III , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
	Plan de Vigilancia Ambiental: todo estudio de impacto ambiental exige la redacción y cumplimiento de un Plan de Vigilancia Ambiental. En proyectos de parques eólicos, los planes de vigilancia ambiental contendrán, al menos la siguiente información: i-Cronograma de obras actualizado. ii-Resultados del plan de seguimiento de avifauna (accidentalidad). iii-Seguimiento de los procesos erosivos y del drenaje natural del terreno. iv-Seguimiento de las labores de re-vegetación y de la evolución de la cubierta vegetal en las zonas afectadas por las obras.	RD 1/2008 capítulo III , la Ley 9/2006 Y PANER 2010-2020	Administración General del Estado
Evaluación ambiental	Procedimiento administrativo: integrará los aspectos ambientales y que constará de las siguientes actuaciones: a) La elaboración de un informe de sostenibilidad ambiental, cuya amplitud, nivel de detalle y grado de especificación será determinado por el órgano ambiental. b) La celebración de consultas. c) La elaboración de la memoria ambiental. d) La consideración del informe de sostenibilidad ambiental, del resultado de las consultas y de la memoria ambiental en la toma de decisiones. e) La publicidad de la información sobre la aprobación del plan o programa.	RD 1/2008 y la Ley 9/2006, Artículo 7	Administración General del Estado
Informe de sostenibilidad ambiental	<input type="checkbox"/> Identificar, describir y evaluar los probables efectos significativos sobre el medio ambiente que puedan derivarse de la aplicación del plan o programa de instalación eólica.	RD 1/2008 y la Ley 9/2006, Artículo 7	Administración General del Estado
	<input type="checkbox"/> Alternativas razonables, técnica y ambientalmente viables, incluida entre otras la alternativa cero, que tengan en cuenta los objetivos y el ámbito territorial de aplicación del plan o programa.	RD 1/2008 y la Ley 9/2006, Artículo 7	Administración General del Estado
Memoria ambiental	Memoria ambiental: con objeto de valorar la integración de los aspectos ambientales en la propuesta de plan se analizarán el proceso de evaluación, el informe de sostenibilidad ambiental y su calidad	RD 1/2008 y la Ley 9/2006, Artículo 12	Administración General del Estado
	Contenido de la memoria ambiental: contendrá las determinaciones finales que deban incorporarse a la propuesta del plan o programa.	RD 1/2008 y la Ley 9/2006, Artículo 12	Administración General del Estado
	La memoria ambiental es preceptiva: se tendrá en cuenta en el plan o programa antes de su aprobación definitiva.	RD 1/2008 y la Ley 9/2006, Artículo 12	Administración General del Estado
Propuesta de plan o programa (RD 9/2006):	Propuesta de plan o programa (RD 9/2006): la propuesta de plan o programa final de una instalación eólica, vendrá determinada por el órgano promotor del plan, el cual elaborará la propuesta de plan o programa tomando en consideración la siguiente información. <input type="checkbox"/> El informe de sostenibilidad ambiental. <input type="checkbox"/> Las alegaciones formuladas en las consultas, incluyendo en su caso las consultas transfronterizas. <input type="checkbox"/> La memoria ambiental.	RD 1/2008 y la Ley 9/2006	Administración General del Estado
Procedimientos ambientales para las instalaciones de generación eólicas marinas.	Evaluación de impacto ambiental (EIA): con carácter previo a la autorización de la instalación de generación eólica marina y a la concesión del dominio público marítimo-terrestre, el proyecto deberá someterse a evaluación de impacto ambiental de acuerdo con lo preceptuado en el RD 1/2008.	RD 1028/207, RD 1/2008 y la Ley 9/2006	Administración General del Estado

Figura 2.5.26.B: Tabla resumen de factores legislativos relativos a los factores medioambientales de las instalaciones eólicas (Fuente: RD 1/2008, Ley 9/2006 y elaboración propia).

2.5.4.6. Factores de apoyo y ayudas de las administraciones públicas.

Se evalúan en este apartado las áreas de la legislación en las cuales se mencionan requisitos y aspectos relativos a los factores de apoyo y ayudas de las administraciones públicas relacionados con la implantación de la energía eólica. Dentro del borrador del *Plan de Acción Nacional de Energías*

Renovables de España (PANER) 2011-2020 y del PER (Plan de Energías Renovables 2011-2020) el Ministerio de Industria Turismo y Comercio de España, con el ya mencionado objeto de poder alcanzar los objetivos de la directiva europea 2009/28/CE, ha planificado una serie de medidas para alcanzar los citados objetivos y fomentar la utilización de energía procedente de fuentes renovables. Entre las medidas de aplicación, distribuidas por tecnologías de energías renovables, están las relativas a la energía eólica (ver Figura 2.5.27. y 2.5.28.), que incluyen medidas de tipo legislativo, financiero y normativo, así como una identificación de algunos de los factores de influencia en el desarrollo e implantación de la energía eólica en España. Estos factores medioambientales se identifican a continuación (PANER, 2010; PER 2011-2020 y Becker, 2007).

Eólica

Denominación y referencia de la medida	Tipo de medida (*)	Resultado esperado (**)	Grupo y/o actividad a la que se destina (***)	Existente o en proyecto	Fechas de inicio y final de la medida
1. Mantenimiento de una participación pública activa en I+D+i en el sector eólico, estableciendo programas de apoyo anuales para las iniciativas industriales prioritarias de desarrollo tecnológico, encaminadas a la reducción de los costes de generación con la tecnología eólica.	Financiera	Plena competitividad de la eólica sin necesidad de sistemas de apoyo específicos.	Administración General del Estado	Existente y en proyecto	2011-2020
2. Revisión de los Procedimientos Técnicos de Operación, adaptando los requerimientos técnicos sobre el comportamiento de los aerogeneradores frente a red.	Reglamentaria	Permitir una mayor capacidad de integración eólica en el sistema eléctrico.	Administración General del Estado	Existente y en proyecto	2010-2013
3. Tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos mediante la sustitución parcial o total de sus aerogeneradores, que facilite las gestiones administrativas necesarias.	Reglamentaria	Renovación tecnológica de las instalaciones obsoletas, optimizando su comportamiento frente al sistema.	Administración General del Estado Gobiernos autonómicos	En proyecto	2010-2012
4. Planificación específica de las infraestructuras de evacuación eléctrica asociadas a los parques eólicos marinos en estado avanzado de tramitación administrativa. Posibilidad de establecer corredores eléctricos marinos de transporte hasta las zonas de implantación eólica marina.	Reglamentaria	Supresión de barreras para la promoción de parques eólicos marinos.	Administración General del Estado	En proyecto	2010-2012
5. Potenciar y facilitar la implantación de parques eólicos marinos de demostración de tamaño reducido -a los que se les aplique un procedimiento simplificado de tramitación administrativa-.	Reglamentaria Financiera	Racionalización del despliegue eólico marino, minimizando impactos potenciales.	Administración General del Estado	En proyecto	2010-2011
6. Desarrollo de tecnologías marinas específicas, especialmente dirigidas al despliegue en aguas profundas. Apoyo financiero a la implantación de plataformas experimentales nacionales de primer nivel y alta especialización, con reconocimiento internacional.	Financiera	Aumento del potencial eólico marino. Incentivo a la I+D+i, y competitividad tecnológica.	Industria eólica y centros tecnológicos	En proyecto	2010-2020
7. Tratamiento regulatorio específico, y establecimiento de un marco retributivo adecuado que incentive las instalaciones eólicas de pequeña potencia, con características diferenciadas en cuanto a su estado de madurez tecnológica y desarrollo respecto a la eólica de media y gran potencia.	Reglamentaria Financiera	Despliegue del sector eólico de pequeña potencia.	Administración General del Estado	En proyecto	2010-2011
8. Nueva regulación para facilitar la conexión de las instalaciones eólicas de pequeña potencia en puntos de consumo interconectados con la red eléctrica, especialmente en baja tensión.	Reglamentaria	Disminución de barreras administrativas	Administración General del Estado Gobiernos Autonómicos	En proyecto	2010-2011
9. Normalización de las instrucciones y procedimientos técnicos que afecten a los equipamientos eólicos de baja potencia.	Reglamentaria	Normalizar la homologación y certificación de equipos	Administración General del Estado	En proyecto	2010-2011
10. Armonización de la reglamentación existente para favorecer la integración de instalaciones eólicas de pequeña potencia en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas.	Reglamentaria	Disminución de barreras administrativas	Administración General del Estado Gobiernos Autonómicos Municipios	En proyecto	2010-2012

(*) Indíquese si la medida es (predominantemente) de naturaleza reglamentaria, financiera o «blanda» (por ejemplo, campaña de información).

(**) El resultado esperado ¿es un cambio de comportamiento, de la capacidad instalada (MW; t/año), de la energía generada (ktep)?

(***) ¿A qué tipo de público va destinada?: (inversores, usuarios finales, administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, instaladores)? ¿A qué actividad o sector se destina la medida? (Producción de biocarburante, uso energético de estiércol animal, etc.)

Figura 2.5.27.: Tabla resumen con la propuesta en borrador de las medidas para fomentar el uso de la energía eólica en España contenidas en el PANER 2011-2020 (Fuente: Mityc e IDAE).

Tabla 6.1.7. Propuestas sector eólico

Sectorial eólica		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
SE0-001	Tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos	Normativa
SE0-002	Directrices para garantizar la calidad de los equipamientos eólicos de pequeña potencia	Estudios

Figura 2.5.28.: Tabla resumen con la propuesta específica 6.1.8. de las medidas para fomentar el uso de la energía eólica en España contenidas en el PER 2011-2020 (Fuente: Mityc e IDAE).

Dentro de los planes gubernamentales previstos en España para potenciar entre otras la energía eólica, están desde el punto de vista legislativo dos leyes en proceso de tramitación para aprobación como son la *Ley de Economía Sostenible* y la *Ley de Eficiencia Energética y Energías Renovables*. Ambas leyes se constituirán en medidas normativas fundamentales para la consecución de las ganancias de eficiencia energética y para el desarrollo de las energías renovables, entre ellas la energía eólica, referidas en el Escenario PANER y PER (Mityc e IDAE). Existen informes adicionales respecto a la implantación de las energías renovables llevados a cabo por organismos públicos como el que realizó en el año 2005 el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), con un estudio sobre los “*Escenarios de Energías Renovables 2005-2010*” en el que se llevó a cabo un estudio con un análisis exhaustivo de todas las áreas en las energías renovables con posibilidades de desarrollo así como una evaluación de los escenarios viables de la evolución tecnológica de cada tipo de energía renovable.

En algunas Comunidades Autónomas en España se han llevado a cabo factores de mejora identificados la legislación autonómica con objeto de favorecer el desarrollo e implantación de la energía eólica. La nueva legislación aprobada recientemente hasta el año 2011 en comunidades autónomas en España se menciona en las siguientes leyes y regulaciones (PANER, 2010-2020; PER 2011-2020 y boletines autonómicos):

- En la Comunidad Autónoma de Galicia se ha publicado la Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y Fondo de Compensación Ambiental.
- En la Comunidad Autónoma de Cataluña, donde a nivel medioambiental se ha aprobado la Ley 20/2009 de 4 de diciembre, Prevención y control ambiental de las actividades.
- En la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha donde en la Ley 1/2007, de 15 de febrero, de Fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética de Castilla La Mancha, ha previsto la intención de proceder a racionalizar los procedimientos administrativos de autorización de estas instalaciones, entre ellas la eólica.

De forma genérica y de aplicación para diferentes energías renovables, incluida la eólica, en el PER (Plan de Energías Renovables 2011-2020) el Ministerio de Industria Turismo y Comercio ha planteado “Diecisiete propuestas horizontales eléctricas, las cuales a su vez se clasifican en normativas, ayudas públicas a la inversión, financiación, primas/tarifas, planificación, estudios y promoción. A través de este conjunto de propuestas horizontales eléctricas se pretende facilitar el acceso a la red y optimizar la integración de la energía eléctrica producida con fuentes de energía renovables, al tiempo que se mejora la gestión de la demanda y se incrementa la seguridad de suministro. También se persigue potenciar la viabilidad económica de instalaciones aisladas que operan con renovables y que aunque queden fuera del sistema de primas del Régimen especial, son particularmente interesantes desde una perspectiva tecnológica, así como mejorar la calidad de las instalaciones. Se fomenta también la creación de empresas potenciando en particular las ESE o Empresas de Servicios Energéticos. Para ello se incluyen propuestas orientadas a simplificar los procedimientos y trámites administrativos necesarios para la puesta en marcha y conexión de instalaciones de energías renovables, a la adecuación del marco legal del Régimen Especial a sectores concretos, se crean nuevas reglamentaciones para la conexión a red de instalaciones renovables de pequeña potencia que hasta ahora se regían por los mismos requerimientos técnicos y autorizaciones

administrativas que las instalaciones de gran potencia, y se adaptan otras como el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).

Entre todas ellas, destaca la propuesta HEL-015, relativa a la adaptación del régimen especial de generación eléctrica con energías renovables, y a la adecuación de los niveles de retribución considerando las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías, el comportamiento del mercado y el grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables.

Las propuestas contempladas en este apartado se orientan a los distintos agentes implicados, tanto entidades públicas como privadas, incluyendo los distintos Gobiernos (central y autonómicos), operadores del sistema eléctrico, tecnólogos y agentes científico-tecnológicos, instaladores, arquitectos, constructores, promotores y usuarios finales” (PER, 2011-2020).

En las tabla 2.5.29.A y 2.5.29.B se especifican estas propuestas horizontales eléctricas:

Tabla 6.1.2. Propuestas horizontales eléctricas

Horizontales eléctricas		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
HEL-001	Ayuda pública a la inversión a proyectos que no reciben apoyo económico del Régimen Especial (línea 5)	Ayudas públicas a la inversión
HEL-002	Fomento de Empresas de Servicios Energéticos (ESE, o ESCOS por sus siglas en inglés) para aplicaciones eléctricas renovables	Promoción
HEL-003	Mayor desarrollo de las interconexiones internacionales	Planificación
HEL-004	Adaptación del Marco Legal del Régimen Especial a diversos aspectos sectoriales	Normativa

Figura 2.5.29.A: Tabla resumen con la propuesta específica 6.1.2. de las propuestas horizontales eléctricas para fomentar el uso de la energía eólica en España contenidas en el PER 2011-2020 (Fuente: Mityc e IDAE).

Horizontales eléctricas		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
HEL-005	Tratamiento regulatorio específico para la conexión a red y autorización de las instalaciones renovables de pequeña potencia	Normativa
HEL-006	Establecimiento de un mecanismo de balance neto para instalaciones eléctricas renovables destinadas a autoconsumo	Normativa
HEL-007	Desarrollo de los sistemas de gestión de la demanda de electricidad y de las redes inteligentes en general	Normativa
HEL-008	Programa de financiación para generación eléctrica distribuida (P<10 kW) (línea de financiación E)	Financiación (préstamo)
HEL-009	Tratamiento regulatorio específico para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles en infraestructuras existentes	Normativa
HEL-010	Procedimiento administrativo simplificado para plataformas experimentales I+D de eólica marina y/o energías del mar	Normativa
HEL-011	Simplificación de los trámites administrativos de instalaciones renovables eléctricas	Normativa
HEL-012	Reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i+d relacionados con las energías renovables de generación eléctrica	Normativa
HEL-013	Requisitos técnicos a las instalaciones de generación eléctrica de origen renovable mediante la modificación del Procedimiento de Operación PO 12.2	Normativa
HEL-014	Perfeccionamiento de la monitorización por parte del Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)	Estudios
HEL-015	Marco retributivo para la generación eléctrica incorporada a red	Prima/tarifa a producción renovable
HEL-016	Programa IDAE de apoyo a la inversión para proyectos de demostración tecnológica, generación eléctrica (Línea 4)	Ayudas públicas a la inversión
HEL-017	Adaptación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) a las tecnologías de energías renovables	Normativa

Figura 2.5.29.B: Tabla resumen con la propuesta específica 6.1.2. de las propuestas horizontales eléctricas para fomentar el uso de la energía eólica en España contenidas en el PER 2011-2020 (Fuente: Mityc e IDAE).

2.6. FACTORES ECONÓMICOS Y FINANCIEROS RELATIVOS A LOS AEROGENERADORES EÓLICOS DE EJE HORIZONTAL.

2.6.1. Introducción: bases de partida, alcance y estrategias de investigación de los factores económicos y financieros aplicables al sector de la energía renovable eólica.

Los principales factores económicos y financieros relativos a la energía eólica vienen dados en primer lugar por los conceptos económicos aplicables a la producción de energía eléctrica por medio de maquinaria y en segundo lugar por los conceptos económicos clásicos (Becker F., 2009; Schiller B.R., 1994; Cabañas M.L., 2002; Samuelson P., Nordhaus W., 1999; Mochón F., 1991; Krugman, Wells y Olney, 2008).

En la presente tesis doctoral se plantea realizar una identificación de los factores económicos y financieros en una serie de áreas principales relativas al aerogenerador eólico, su instalación y operación en campo, quedando el resto de factores no incluidos en la misma como parte de otros trabajos de investigación. Los factores objeto de investigación incluidos dentro del alcance de la tesis son los siguientes:

- Aerogenerador eólico: se incluyen los costes de fabricación del aerogenerador completo (nacelle, rotor y palas, torre, subestructura metálica y pieza de transición en el caso de los aerogeneradores Offshore).
- Costes de instalación del aerogenerador en el parque eólico: se incluyen los costes de transporte hasta el emplazamiento, los costes de la cimentación en tierra, los costes de instalación de la subestructura marina en el lecho del mar, los costes de instalación del aerogenerador (tanto en tierra como en mar), costes de comisionado, costes de puesta en marcha.
- Costes de explotación: incluye los costes de operación y de mantenimiento, costes de parada de producción, costes de mantenimiento preventivo y predictivo, etc.

Se enumeran en los siguientes puntos los principales factores financieros y económicos que afectan a los aerogeneradores eólicos, a su instalación y operaciones de explotación.

2.6.2. Factores económicos y financieros aplicables a la energía renovable eólica: tipología y estado de la cuestión.

En la investigación llevada a cabo en la presente tesis doctoral se han evaluado e identificado los principales parámetros y factores desde el punto de vista económico y financiero, los cuales según la bibliografía específica consultada son actualmente utilizados en el sector de la energía eólica tanto por parte de los fabricantes de aerogeneradores como por los clientes finales, inversores y entidades financieras, compañías aseguradoras, organismos sectoriales públicos y privados, centros de investigación, etc.

Adicionalmente a los factores económicos y financieros relacionados con los aerogeneradores, los cuales se desarrollan en los siguientes apartados, es preciso reseñar de forma genérica los aspectos económicos de las políticas de apoyos a las energías renovables (y a la eólica en particular) que se han llevado a cabo dentro de las políticas implantadas en los diferentes países (Mitchell C., et al., 2011: *Policy, Financing and Implementation. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*). El estudio y análisis pormenorizado de estos aspectos a nivel mundial no se incluyen dentro del alcance de la tesis como tema de desarrollo específico. Estos factores de apoyo a la energía eólica en particular, favorecen su desarrollo e implantación pero a su vez son de aplicación temporal limitada ya que su mantenimiento o eliminación dependen de factores políticos y presupuestarios de los diferentes gobiernos, por lo que pueden llegar a ser suprimidos en el horizonte temporal. Como síntesis general se presentan los siguientes factores regulatorios de carácter económico a nivel global identificados por IPCC (Mitchell, C., et al., 2011) y por Lensink, S., 2012:

- **Incentivos fiscales:** entre los diferentes sistemas utilizados que proporcionan sistemas de incentivos fiscales por parte de las administraciones públicas se mencionan los más relevantes.
 - Concesiones (*Grants*): asistencia monetaria pública que no precisa de devolución pero sujeta a condiciones específicas de certificaciones o mantenimiento de estándares prefijados por la autoridad competente. Proporcionan una reducción de las inversiones y se pueden también materializar como créditos en condiciones ventajosas.
 - Primas a la producción renovable eólica (*Energy Production Payment*): la administración pública paga directamente una cantidad a cada kWh de electricidad producida en cada parque eólico una vez cumplidos los requisitos establecidos por la legislación vigente.
 - Exención de impuestos (*Tax Credit Payment*): proporciona al promotor eólico una exención del pago de impuestos anuales en función de la inversión realizada en la instalación o en base a la energía anual producida.
 - Depreciación variable o acelerada: permite una reducción de la carga impositiva en los primeros años de explotación de la instalación eólica.
- **Financiación pública:** se puede llevar a cabo a través de diferentes instrumentos financieros.
 - Inversiones: se proporciona a cambio de la participación a través de fondos públicos que invierten directamente en activos de energías renovables o a través de participaciones públicas en fondos privados sectoriales.
 - Garantías (*Guarantee*): mecanismos financieros de control de riesgos por medio de préstamos de entidades bancarias para compañías y proyectos de energías renovables con riesgo alto. La garantía típicamente es parcial y puede cubrir una porción del crédito principal de entre un 50% hasta un 80%.
 - Préstamos: financiación proporcionada a las empresas o proyectos de energías renovables como retorno de una obligación de deuda. Es proporcionada por el gobierno, por un banco de desarrollo o autoridad inversora y asigna intereses bancarios bajos.
 - Compras de entidades públicas: realizan compras preferenciales de electricidad de origen eólico y/o equipamiento de las compañías eólicas.
- **Regulaciones:** se corresponden según la legislación nacional de cada estado en función de los objetivos establecidos de cumplimiento de producción de energías renovables y se ejecutan mediante diferentes instrumentos.
 - Cuotas obligatorias en energías renovables (cuantitativas): se obliga a las partes afectadas (generadores de energía, suministradores y consumidores) a cumplir con los objetivos mínimos en porcentaje de producción y consumo de energía eléctrica de origen renovable y eólico. Los costes de generación de la energía eléctrica de origen eólico son soportados por los consumidores finales.
 - Licitaciones y ofertas (cuantitativas): las autoridades públicas organizan licitaciones con objeto de proporcionar una cuota a los suministros de energías renovables remunerando las ofertas ganadoras por encima del precio de mercado.
 - Pago fijo (*Feed-in Tariff-FIT*): son factores de precio y se trata de las primas a la producción de energía eléctrica de origen eólico mediante la garantía del pago a un precio fijo por kWh producido, con prioridad de acceso a la red y al suministro, y con obligación de compra de la electricidad producida por parte de las compañías eléctricas en esas condiciones durante un número determinado de años.
 - Pagos adicionales (*Premium Payment*): son factores de precio que garantiza a los productores de energías renovables un pago adicional al de las primas (*Feed-in Tariff-FIT*) y a los precios del mercado.
 - Compra de energía verde (*Green Energy Purchasing*): es un factor cualitativo que regula el suministro de compras de energía eólica voluntaria por parte de los consumidores más allá de las obligaciones de cuotas obligatorias existentes.
 - Etiquetado de energía verde (*Green Energy Labelling*): es un factor cualitativo que implica que por parte de los gobiernos estos promocionan las energías renovables con objeto de garantizar que los productos cumplen criterios de sostenibilidad con objeto de facilitar la compra voluntaria de energía verde mostrándose en algunos casos la contribución de la energía renovable eólica en el *mix* energético de producción.

Como principales conclusiones que se pueden obtener en cuanto a la aplicación de estas políticas de

apoyos a las energías renovables (y la eólica en particular) se indican las siguientes (Mitchell, C., et al., 2011).

-Las políticas públicas basadas en aspectos de regulaciones de precios han presentado diferentes grados de éxito, siendo en los casos de Alemania, España, China e India los países donde con mayor rapidez ha crecido la capacidad eólica instalada (REN21, 2012).

-El éxito de la implantación de política de las primas (*Feed-in Tariff-FIT*) depende de una serie de elementos que las hacen más efectivas y eficientes, entre las cuales se mencionan la aplicación de las siguientes:

- Obligación de compra de la electricidad por parte de las empresas distribuidoras de electricidad.
- Prioridad de acceso a la red y de evacuación de la energía eléctrica de origen eólico.
- Tarifas de la electricidad basadas en los costes de generación de tecnología eólica.
- Evaluaciones del diseño de los aerogeneradores eólicos en relación a los niveles de ajuste en el corto plazo de las remuneraciones de la energía eléctrica producida, con ajustes incrementales incluidos en la legislación en función de los cambios introducidos en las tecnologías de forma que se promocióne la innovación y los cambios técnicos, así como el control de los costes finales.
- Tarifas eléctricas disponibles para todos los potenciales generadores de energía eólica, incluidas las compañías eléctricas.
- Tarifas eléctricas garantizadas para un largo periodo de tiempo que asegure un retorno de la inversión (ROI: *Return of Investment*) adecuado así como su correspondiente financiación.
- Integración de costes dentro de la tarifa eléctrica base y su distribución uniforme en cada región y país.
- Conexiones de red y procedimientos estandarizados con objeto de asignar costes de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Adicionalmente, para poder competir con otras fuentes de energía no renovables de origen fósil principalmente, como el carbón y el gas natural, las administraciones públicas de los diferentes estados (entre ellos España), han legislado unos sistemas de primas o apoyos mediante subvenciones económicas a la producción de energía eléctrica por medio de fuentes de energías renovables, entre ellas la eólica. Las principales tipologías de apoyo a las energías renovables, y a la eólica en particular, utilizadas en la Unión Europea (UE) se describen sintéticamente a continuación (Becker, F. et al., 2009; Comisión Europea “Libro Verde”, 2006 y Comunicación COM (97) 599). La clasificación de los marcos de apoyo directo a las energías renovables en la UE se puede dividir en dos grupos básicos:

-Los marcos de apoyo directo: su objetivo básico es el desarrollo de las energías renovables. Pueden ser marcos de apoyo básico y marcos de apoyo complementarios a la inversión.

-Los marcos de apoyo indirecto: indirectamente fomentan las energías renovables sin ser su fin específico.

Entre los marcos de apoyo directo utilizados en la UE en la Figura 2.6.1. (Comisión Europea “Libro Verde”, 2006 y Comunicación COM (97) 599) se indican los grupos de apoyo directo básicos, basados en el precio y en las cantidades, y los sistemas complementarios.

Entre los sistemas marcos de apoyo directo basados en el precio se encuentran los siguientes:

1-Sistemas de primas o tarifas (*Feed-in Tariffs: FIT*): son los sistemas que fueron aplicados en primer lugar y son los más utilizados actualmente en todo el mundo. Presentan dos características principales:

- La garantía de compra al productor de toda la energía generada durante un periodo de tiempo determinado por parte de las empresas de distribución de electricidad.
- La definición por parte del regulador público de una tarifa fija o de una prima adicional al precio del mercado por cada MWh inyectado a la red de distribución. Estas primas o tarifas son fijadas por el regulador de forma que el generador de energía renovable obtenga una rentabilidad adecuada de la inversión realizada.

2-Marcos fiscales de apoyo a las energías renovables. Los sistemas de apoyo fiscal se utilizan como mecanismo complementario de apoyo en varios países europeos y como el mecanismo básico en Estados Unidos a través del sistema de exención de impuestos PTC (*Production Tax Credit*), el cual proporciona a los productores de energía renovable eólica una bonificación fiscal en un impuesto directo equivalente a 19 \$/MWh.

Entre los sistemas marcos de apoyo directo basados en las cantidades se encuentran los siguientes:

1-Cuotas y certificados verdes negociables. En este sistema a los suministradores de energía eléctrica se les impone la obligación de que una parte de la energía suministrada (Cuota o *Quota* en inglés) sea de origen renovable. Asimismo los generadores de energía renovable reciben un certificado verde por cada MWh generado, el cual tiene un valor económico ya que los suministradores de energía deben adquirir certificados verdes en una cantidad igual a su cuota. Con este sistema el productor de energía renovable recibe dos ingresos por la energía producida: el del precio del mercado por la energía vendida y el de los certificados verdes.

2-Sistemas de subastas públicas. Un organismo público propone a diferentes generadores de energía eléctrica presentar ofertas para la construcción de una capacidad adicional de energía renovable. A las ofertas más competitivas técnica y económicamente en términos de Euros/MWh se les adjudica un contrato de compra de toda la energía renovable producida al precio cerrado en la subasta y por un periodo de tiempo definido.

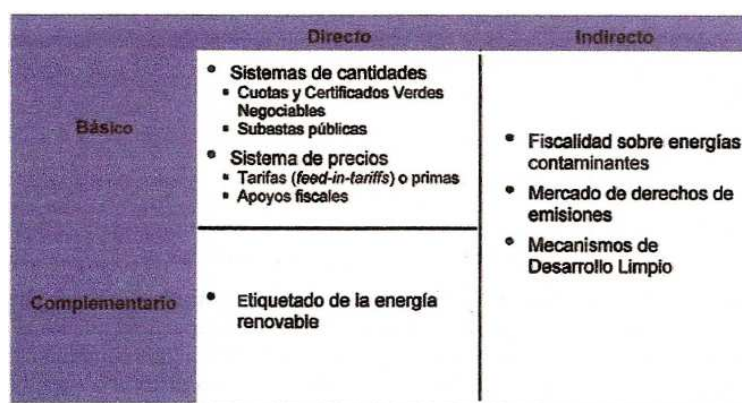


Figura 2.6.1. Tipología de los marcos de apoyo económico a la energía renovable y eólica en la Unión Europea (Fuente: Becker, F. et al. y Comisión Europea).

En la Figura 2.6.2. se presenta un resumen de los diferentes sistemas de apoyo a las energías renovables utilizados en los diferentes países de la unión Europea (los países están en siglas). De la información aportada se observa que la gran mayoría de países utiliza el sistema de primas o tarifas (*Feed-in Tariffs*). Un segundo grupo de países y en menor número utiliza el sistema de certificado verde, siendo el sistema fiscal minoritario y el de subasta es testimonial al haber sido abandonado por su baja efectividad.

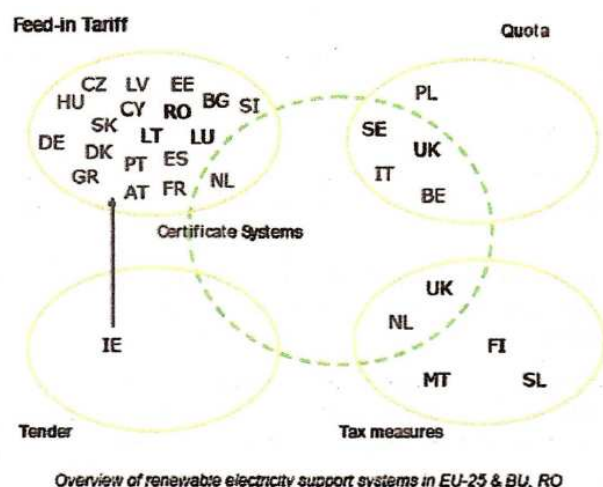


Figura 2.6.2. Síntesis de las tipología de los marcos de apoyo económico a la energía renovable y eólica en los países de la Unión Europea (Fuente: Becker, F. et al. y Comisión Europea).

En cada país el valor de la subvención económica pública por MWh producido es diferente y se denomina *Feed-in Tariffs*. Se indican en la Figura 2.6.3., como referencia a modo de ejemplo, los valores de estas subvenciones de apoyo a la energía eólica en diferentes países de la Unión Europea (Becker, F. et al., 2009 y Comisión Europea). En el capítulo 2.5. (Legislación y aspectos administrativos de la instalación de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal) se desarrolla este tema en detalle en relación a las primas y subvenciones a la energía eólica en España.

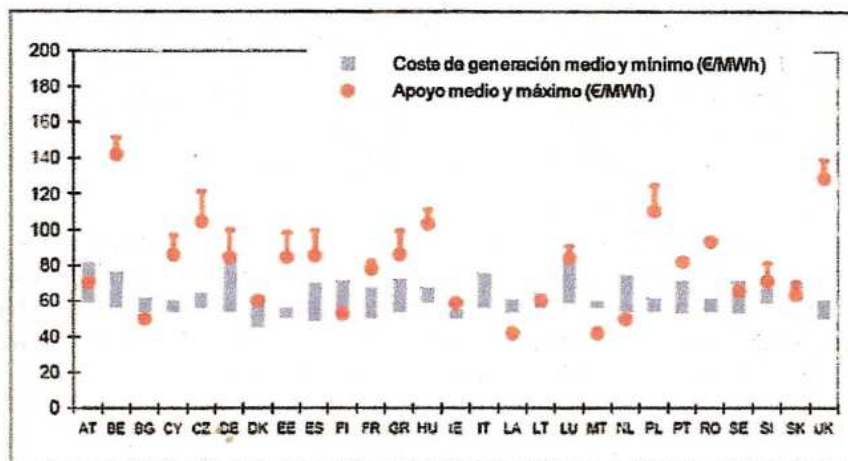


Figura 2.6.3. Costes y apoyo económico a la energía eólica en la Unión Europea (Fuente: Becker, F. et al. y Comisión Europea).

Dentro del sector de la energía eólica y en relación con los factores económicos y financieros se utilizan una serie de parámetros específicos (Krohn, Morthorst, Awerbuch, 2009; McCluer M., 2010; fabricantes de aerogeneradores) por medio de los cuales se mide el rendimiento económico de los diferentes tipos de aerogenerador. Los principales factores e indicadores utilizados en relación al rendimiento técnico de los aerogeneradores se mencionan y se desarrollan a continuación:

- Coste de la energía (COE: *Cost of Energy*).
- Energía Anual Producida AEP (*Annual Energy Production*).
- Factor de Capacidad: fórmula teórica de producción de electricidad de un aerogenerador.

2.6.2.1. Criterios financieros: inversiones, rentabilidad y retorno de inversiones.

En los proyectos de instalaciones de parques de energía eólica los conceptos y criterios financieros de partida son fundamentales a la hora de determinar la viabilidad económica de este tipo de proyectos. Con objeto de definir la viabilidad económica del proyecto de instalación de un parque eólico es necesario llevar a cabo una serie de evaluaciones financieras preliminares que nos proporcionarán el cálculo teórico de los aspectos financieros del mismo, cuyos principales factores a calcular son los siguientes desde el punto de vista de la teoría económica (varios autores: Berman K., Knight K., Case J., 2007; Gava L., Ropero E., Serna G. et al., 2007; Brealey, Myers, Allen, 2006)

- ROI (retorno de la inversión o *Return of Investment*).
- VAN (Valor Actual Neto).
- TIR (Tasa Interna de Retorno).

Estos tres factores son métodos financieros que se pueden utilizar en combinación para obtener los datos necesarios para determinar si un gasto en inversión es rentable en función de los parámetros de rentabilidad establecidos por el inversor. Se describen a continuación de manera sintética los conceptos financieros anteriores.

ROI (Return of Investment).

El principio financiero básico, en relación al capital invertido, es el del valor en el tiempo. Los conceptos

más importantes a utilizar para analizar los gastos de capital son el valor presente y la tasa de rentabilidad requerida en la inversión. La tasa de rentabilidad requerida del proyecto se determina en función del riesgo de la inversión en el proyecto y debe ser superior al coste del capital (tipo de interés más gastos financieros) en el mercado, y a su vez depende del coste de oportunidad (el rendimiento del capital si se invirtiera en otro tipo de inversión), debiendo tratarse de un porcentaje atractivo para los inversores del parque eólico en cuestión.

El ROI o retorno de la inversión, también denominado *Pay-back* del negocio, mide el periodo de tiempo necesario para obtener el retorno de la inversión de capital acometida en el parque eólico con los aerogeneradores, expresado en años y contabilizando los flujos de caja (*Cash-Flow*) obtenidos anualmente por la inversión. El periodo de reembolso debe ser menor en tiempo que la vida estimada del proyecto: en el caso de los aerogeneradores eólicos la vida media se estima en 20 años, y el proyecto que se debe seleccionar según este método es siempre el que presente la menor tasa de retorno en años.

La fórmula que define el ROI o *Pay-back* está formada por el cociente entre los gastos de la inversión más sus costes dividido por los ingresos anuales o flujos de caja (*Cash-Flow*):

$$\text{Pay-Back} = \frac{\text{Suma Inversión+Gastos}}{\text{Suma Flujos de caja anuales}} = \text{años}$$

El método de cálculo *Pay-Back* presenta una serie de ventajas y de limitaciones para la toma de decisiones sobre las inversiones a realizar, entre las cuales están las siguientes:

- Facilidad de cálculo.
- Sirve para tomar decisiones iniciales en proyectos con largo plazo de vida.
- No calcula el flujo de caja anual más allá del punto de equilibrio de retorno de la inversión.
- No proporciona el cálculo de la rentabilidad total del proyecto.
- No considera el valor del dinero invertido en el tiempo: compara el valor actual del capital invertido con las proyecciones futuras de los flujos de caja (*Cash-Flow*).
- El método del *Pay-Back* es una regla de estimación de retornos de inversiones: sirve para comparar proyectos que reembolsarán la inversión antes del fin de la vida del proyecto o para rechazar proyectos.
- Es necesario utilizar los métodos del VAN y del TIR para poder determinar la factibilidad de una inversión.

VAN (Valor Actual Neto).

El Valor Actual Neto (VAN) de una inversión es un procedimiento financiero que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja (*Cash-Flow*) futuros originados por una inversión inicial. El método del Valor Actual Neto (VAN) descuenta en el momento actual todos los flujos de caja (*Cash-Flow*) futuros del proyecto considerado, restando a este valor la inversión inicial de capital obteniéndose el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto.

La fórmula que define el Valor Actual Neto (VAN) está formada por el cociente entre los flujos de caja (*Cash-Flow*) en cada periodo de tiempo t , dividido por los tipos de interés en un periodo de tiempo t , y a este cociente se le deben restar los gastos de la inversión más sus costes:

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

El significado de los acrónimos de la fórmula son los siguientes:

V_t = los flujos de caja en cada periodo de tiempo t .

I_0 = valor del desembolso inicial de la inversión.

n = el nº de periodos de tiempo considerados.

K = tipo de interés.

t = periodo de tiempo.

En el caso del tipo de interés k , si el proyecto analizado tiene un cierto riesgo entonces se tomará como

referencia el tipo de interés de la renta fija. En el resto de casos se tomará como referencia el coste de oportunidad.

El criterio de valoración de los resultados obtenidos con el método del Valor Actual Neto (VAN) son los siguientes:

- $VAN > 0$ el proyecto es aceptable financieramente ya que se producirán beneficios sobre la rentabilidad requerida por el proyecto.
- $VAN = 0$ el proyecto no producirá ni beneficios ni pérdidas financieramente. Se deben valorar otros factores para tomar la decisión sobre la factibilidad del proyecto.
- $VAN < 0$ el proyecto no es aceptable financieramente y se debe rechazar ya que no se producirán beneficios sobre la rentabilidad requerida por el proyecto.

El método de cálculo del Valor Actual Neto (VAN) presenta una serie de ventajas y de limitaciones para la toma de decisiones sobre las inversiones a realizar, entre las cuales están las siguientes:

- Es un método complejo pero es el más utilizado para los cálculos financieros de los gastos de capital.
- Sirve para tomar decisiones finales en proyectos de inversión independientemente del plazo de vida.
- Calcula el flujo de caja anual más allá del punto de equilibrio de retorno de la inversión.
- Proporciona el cálculo de la rentabilidad total del proyecto.
- Considera el valor del dinero invertido en el tiempo: compara el valor futuro del capital invertido con las proyecciones futuras de los flujos de caja (*cash-flow*), para obtener su valor actual.
- Considera el coste del capital y la tasa mínima de rentabilidad del proyecto.
- Proporciona una respuesta en valor monetario actual, lo cual permite comparar la inversión de capital inicial con el valor actual de rentabilidad.

TIR (Tasa Interna de Retorno).

La tasa interna de retorno o la tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión se define como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de la inversión. Por lo tanto la tasa interna de retorno TIR calcula la rentabilidad real generada por los flujos de caja (*Cash-Flow*) esperados, pudiéndose comparar con el umbral mínimo de rentabilidad esperada del proyecto para comprobar si la inversión es factible.

La tasa interna de retorno TIR se conceptualiza también como la tasa de interés o de descuento, con la cual el valor actual neto VAN es igual a cero. El TIR por lo tanto es un indicador de la rentabilidad financiera de un proyecto, resultando que a mayor TIR mayor rentabilidad del proyecto.

La fórmula que define el TIR está formada por los siguientes elementos:

$$TIR = -D + \frac{F1}{(1+i)} + \frac{F2}{(1+i)^2} + \frac{F3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FN}{(1+i)^n}$$

El significado de los acrónimos de la fórmula son los siguientes:

F = flujos de caja (*Cash-Flow*)

i = tasa de interés.

D = Inversión inicial.

Otra forma de calcular el TIR es igualando a 0 el valor actual neto (VAN), siendo el umbral mínimo de rentabilidad, obteniéndose la fórmula siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I = 0$$

El significado de los acrónimos de la fórmula son los siguientes, siendo t el periodo de tiempo:

F = el flujo de caja (*Cash-Flow*) en el periodo t.

n = el número de periodos

I = el valor de la inversión inicial.

La tasa interna de retorno (TIR) se utiliza para decidir sobre la aceptación de un proyecto de inversión y valorar su factibilidad desde el punto de vista financiero. El criterio de evaluación utilizando la tasa interna de retorno TIR se realiza valorando su valor respecto a la tasa de rentabilidad mínima (r) del proyecto (coste de oportunidad):

- Si $TIR > r$ se aceptará el proyecto al proporcionar este una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (coste de oportunidad de la inversión).
- Si $TIR < r$ se rechazará el proyecto al proporcionar este una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida (coste de oportunidad de la inversión).

El método de tasa interna de retorno (TIR) presenta una serie de ventajas y de limitaciones para la toma de decisiones sobre las inversiones a realizar, entre las cuales están las siguientes:

- Es un método sencillo de explicar debido a que permite hacer una comparación rápida de la tasa de rentabilidad del proyecto con respecto al umbral mínimo de rentabilidad (coste de oportunidad).
- El TIR es un método válido si compara proyectos del mismo riesgo, duración e inversión inicial.
- No cuantifica la contribución del proyecto al valor global de la compañía, a diferencia del VAN.
- No cuantifica cuanto tiempo el proyecto va a disponer de la rentabilidad.
- Para proyectos de duraciones diferentes, utilizar solamente el TIR tiende a favorecer proyectos con periodos de recuperación rápidos con porcentajes elevados, en detrimento de proyectos con periodos de recuperación más largos y rentabilidades más bajas.
- No tiene en cuenta la escala monetaria de la rentabilidad: expresa solo el porcentaje y no la dimensión monetaria.
- Con riesgos de proyecto elevados es preciso utilizar los métodos del TIR y el VAN conjuntamente.

Como síntesis indicar que a la hora de determinar la factibilidad de la inversión en un proyecto de parque eólico es necesario llevar a cabo un análisis financiero con varios de los métodos desarrollados anteriormente, y en caso de riesgo elevado es preciso utilizar tanto los métodos del TIR y del VAN siendo este último el que predomina en caso de conflicto.

En relación al esquema financiero a utilizar por parte de un promotor de un parque eólico, este se puede realizar mediante la aportación de capital por parte de los socios inversores, o bien mediante el endeudamiento a través de un crédito bancario asumido por parte de los inversores. La situación que sucede en el mundo real indica que los proyectos en general se articulan, desde el punto de vista financiero, con modelos mixtos en los que el grado de apalancamiento financiero de los socios inversores o la deuda adquirida por medio de entidades bancarias están relacionados con el nivel de riesgo que se asume en cada caso (Endesa; Hall, R.E.; Leiberman, M.).

El apalancamiento financiero significa en qué medida la base de activos o capital propio de los inversores está financiada con deuda. Cuanto mayor sea el grado de apalancamiento se tendrá mayor endeudamiento, lo cual implicará mayores costes financieros en pagos de intereses, afectando a la rentabilidad del socio inversor (Gimeno J; Guirola J.M.; González M. et al., 2008; Sher W., Pinola R., 1981)

Como ejemplo de modelo de inversión en un parque eólico Onshore se ha seleccionado un caso real llevado a cabo por la división de energías renovables de Endesa, el cual nos indica los principales factores financieros y económicos que se tienen en cuenta tanto en la fase de decisión sobre la factibilidad de llevar a cabo la inversión como en la fase de ejecución y explotación de la misma (Endesa, 2007).

-Criterios de factibilidad financiera del proyecto: las hipótesis de partida condicionadas por el factor de riesgo tienen en cuenta los principales factores a considerar en la fase previa de evaluación de factibilidad financiera del proyecto, y son los siguientes (Endesa y ECN).

- TIR (Tasa Interna de Retorno) del proyecto.
- TIR (Tasa Interna de Retorno) del inversor.
- VAN (Valor Actual Neto) del proyecto.
- VAN (Valor Actual Neto) del inversor.
- Retorno de la inversión, *Pay-back* del proyecto: años.
- Periodo de tiempo en el que se lleva a cabo la evaluación financiera: años.
- Tasa de actualización del VAN: en porcentaje (%).
- Inversión: Euros.
- Gastos de comisionado del parque eólico: Euros.

- Ingresos estimados (flujos de caja en €/año): en el horizonte temporal establecido para el proyecto.
- Costes de explotación estimados (€/año): en el horizonte temporal establecido para el proyecto se deben contemplar los principales gastos estimados de explotación como los siguientes:
 - Canon o tasa de pago por alquiler de terrenos o de zona marítima: porcentaje según facturación.
 - Costes estimados de operación: €/kW.
 - Costes de mantenimiento fijos del parque eólico: €/kW.
 - Costes de mantenimiento variables del parque eólico: €/kW.
 - Pagos de tasas a las administraciones locales (IVA, IBI, Impuestos de actividades económicas IAE, etc.): porcentaje (%) según facturación.
 - Costes de seguros: en función del importe de la inversión.
 - Impuestos en función de los €/kWh producidos.
 - Gastos de personal: €/año.
 - Gastos de administración: €/año.
 - Costes del sistema de predicción: €/año.
 - Costes de mantenimiento de vías de acceso en parques Onshore: €/año.
 - Costes de actuaciones de vigilancia medioambiental.
- Evolución estimada del IPC (Índice de Precios al Consumo).
- Evolución estimada del Euribor: costes de financiación.
- Inversión total a realizar en el proyecto.
- Vida útil estimada del proyecto de parque eólico: años.
- Periodo de amortización de la inversión: del tipo lineal o acelerada.
- Periodo de amortización de la deuda.
- % de apalancamiento: porcentaje de deuda sobre el total de la inversión.
- Periodo de depreciación: años.
- Primas a la producción de energía eléctrica de origen eólico: €/kWh.
- Exenciones de impuestos o subsidios: €/kW.
- Opción de venta de la energía eléctrica a producir: precio estimado según tarifa seleccionada (Tarifa más prima o venta al precio de mercado).

-Modelo de negocio de explotación de un parque eólico: para realizar el proyecto de un parque eólico Onshore es preciso presentar a los inversores un modelo de negocio con los diferentes factores financieros que intervienen en el mismo como cuenta de resultados y que garantizan la rentabilidad de la explotación. En las Figuras 2.6.4. y 2.6.5. se muestra un ejemplo real de explotación de cuenta de resultados (Endesa) de donde se pueden identificar los factores financieros:


- Datos técnicos: presentan influencia sobre los factores financieros. Son los siguientes:
 - Potencia neta (MW): descontadas las pérdidas eléctricas y los autoconsumos del parque.
 - Horas de funcionamiento anuales y acumuladas.
 - Disponibilidad en porcentaje (%) de funcionamiento.
 - Energía generada exportada total (MWh/año): producción anual descontadas las pérdidas eléctricas y los autoconsumos del parque.
- Datos económicos de la inversión: los principales factores financieros son los siguientes.
 - Inversión total en el parque eólico (Euros).
 - Desembolsos en varios conceptos (Euros): convenios de evacuación con el operador de red, materiales varios, gastos de constitución de la sociedad, inversiones adicionales, etc.
 - Gastos financieros varios (Euros): comisiones bancarias de apertura e IVA, etc.
 - Inversiones anuales (Euros): llevadas a cabo durante la vida del parque eólico.
 - Vida útil de la inversión: en años de explotación.
 - Periodo de la amortización: en años.
 - Periodo de aplicaciones de las subvenciones: en años.
 - Subvenciones (Euros): primas eólicas, subvenciones públicas, etc.
- Datos económicos de la financiación: los principales factores financieros son los siguientes.
 - Factor de modulación de la amortización lineal.
 - Capital social (Euros).
 - Deuda a largo plazo (Euros).
 - Amortización de la deuda más intereses de la deuda (Euros).

- Deuda pendiente al final del periodo (Euros).
- Deuda circulante pendiente (Euros): IVA de construcción del parque eólico.
- Amortización de la deuda circulante (Euros).
- Intereses de la deuda circulante (Euros).
- Datos económicos de los costes de explotación: los principales factores financieros son los siguientes.
 - Costes de Operación y Mantenimiento (Euros/MWh).
 - Costes del sistema de predicción (Euros).
 - Costes de convenios con entidades públicas (porcentaje de la facturación en Euros).
 - Costes del distribuidor de energía (Euros/MWh).
 - Costes de seguros (Euros).
 - Costes administrativos (Euros).
 - Impuestos (Euros).
 - Canon de alquiler de terrenos (porcentaje de la facturación en Euros).
 - Gastos varios (Euros).
- Datos económicos de los ingresos del parque eólico: los principales factores financieros son los siguientes.
 - Precio de venta de la electricidad (€/MWh).
 - Facturación total por venta de energía eléctrica (Euros): ingresos anuales.
- Datos económicos de la inversión en capital circulante: los principales factores son específicamente financieros y estándar a cualquier tipo de plan de negocio por lo que no afectan directamente a la energía eólica.
- Datos económicos de la rentabilidad del proyecto: los principales factores financieros son los siguientes.
 - Ingresos de explotación (Euros).
 - Subvenciones (Euros).
 - Gastos de explotación (Euros).
 - Margen bruto de explotación (Euros).
 - Amortización técnica (Euros).
 - Gastos de constitución (Euros).
 - Provisiones financieras (Euros).
 - Beneficios antes de intereses e impuestos (Euros): EBIT (*Earnings Before Interests and Taxes*).
 - Cuota íntegra del impuesto de sociedades (Euros).
 - Deducciones fiscales (Euros).
 - Impuestos antes de intereses (Euros).
 - Beneficios antes de intereses y después de impuestos (Euros).
 - Devoluciones del IVA (Euros).
 - Inversión circulante (Euros).
 - IVA de la inversión (Euros).
 - Flujos de caja (Euros).
 - TIR del negocio (porcentaje %): evaluado para 20 años de vida del proyecto.
 - VAN del negocio (Euros).
 - *Pay-back* del negocio (Años).

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Años de operación	0	1	2	3	4		
1.- Índices de precios:							
IPC Electricidad:			1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	
Acumulado			1,40%	2,82%	4,26%	5,72%	
Actualización Costes de O. y M.:	2,50%		2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	
Acumulado			2,50%	5,06%	7,69%	10,38%	
Actualización Otros Costes de Explotación:	2,50%		2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	
Acumulado			2,50%	5,06%	7,69%	10,38%	
Participación Fondos Propios	20,00%						
Tasa de Actualización Fondos Ajenos	0,18%						
Tasa Impuesto Valor Añadido	b	16,00%					
2.- Planta							
2.1.- Datos Técnicos							
Potencia Bruta (kW)	50.000			50.000	50.000	50.000	50.000
Autoconsumos y Pérdidas eléctricas (%)	0,71%			0,71%	0,71%	0,71%	0,71%
Potencia Neta (KW)	49.645			49.645	49.645	49.645	49.645
Horas de funcionamiento/día	24			24	24	24	24
Días funcionamiento/año	365			365	365	365	365
Disponibil. Garantizada (horaria):	100%			100%	100%	100%	100%
Horas de funcionamiento:	2.720			2.720	2.720	2.720	2.720
Horas de funcionamiento acumuladas:				2.720	5.440	8.160	10.880
Energía generada Ciclo Vapor (MWh/año):	136.000			136.000	136.000	136.000	136.000
Autoconsumo + pérdidas eléctricas (MWh/año):	966			966	966	966	966
Energía Exportada ciclo vapor (MWh/año):	135.034	2.701		135.034	135.034	135.034	135.034
		30,8%					
Energía Exportada total (MWh/año):				135.034	135.034	135.034	135.034

	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Años de operación	0	1	2	3	4		
2.2.- Datos económicos							
2.2.1.- Inversión							
Inversión Planta (Miles de Euros)	64.971,58						
Desembolso Inversión (%)			100%				
Desembolso Inversión Material (miles de Euros)			61.836,58				
Desembolso Convenio Evacuación (miles de E)	3.000,00	525,00	975,00	1.500,00			
Desembolso EV e HC (miles de Euros)	135,00		67,50	67,50			
Gastos de Constitución:			164,9				
Inversiones adicionales (Euros)			0,0				
Inversión Anual (Euros)		525,0	1.042,5	63.599,0			
Int. Intercambios-comisiones apertura ppal e IVA (mEuros)				1.791,5	b.2.1-2		
FRSD (miles Euros)	100%			3.876,6			
Necesidad financiera Inversión (Euros)		525,0	1.042,5	69.087,1			
Vida útil de la Inversión (años)	20						
Periodo Amortización Técnica (años)	15						
Periodo Aplicación subvención (años)	15						
Desembolso IVA Construcción		84,00	166,80	10.144,65			
Devolución IVA Construcción			-84,00	-166,80	-10.144,65		
Necesidad financiera IVA Construcción (mEuros)		84,00	82,80	9.977,85	-10.144,65		
Necesidad financiera Total (miles de Euros)		609,00	1.125,30	79.044,91	-10.144,65		
Subvenciones							
Cobro Subvenciones (miles de Euros)				0			
2.2.2.- Financiación							
Factor de modulación amortización	Lineal	1					
Capital Social (miles de Euros)	20%	525,00	1.042,50	12.659,41	1,0000	1,0000	1,0000
Deuda a Largo Plazo (miles de Euros)	80%	0,00	0,00	56.607,65			
Amortización de la Deuda	13			4.348,74	4.348,74	4.346,74	4.346,74
+Intereses deuda (miles de Euros)				3.873,00	3.379,18	3.085,32	2.791,48
=Anualidad Deuda				8.019,74	7.725,90	7.432,06	7.138,22
Deuda pendiente a final de período				56.607,65	52.160,91	47.814,16	43.467,42
Deuda Circulante Pte. IVA Construcción:		84,00	166,80	10.144,65			
Amortización Deuda Circ. IVA:			84,00	166,80	10.144,65		
Intereses Deuda Circ. IVA			2,84	5,64	342,89		

Figura 2.6.4. Ejemplo (I) de explotación de cuenta de resultados donde se identifican los principales factores financieros (inversión y financiación) de un parque eólico Onshore en España (Fuente: Endesa).

		PLAN DE NEGOCIO PARQUE EOLICO 50 MW		Primer año que la instalación está más de 6 meses en servicio: 2009				
		2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Años de operación				0	1	2	3	4
2.2.3.- Costes Explotación		b.2.1-2 Mercado		b.2				
Costes de O. y M. Variable (miles de €)	10,00 Euros/MWh			0,00	0,00	1.464,57	1.501,19	
Convenio Asturias (miles de Euros)	2,00% s/facturación			229,5	233,5	235,2	236,9	
Coste del sistema de predicción (miles de Eur)	18.911 Euros			19,4	19,9	20,4	20,9	
Coste del Agente Vendedor (miles de Euros)	0,315 Euros/MWh			43,16	43,76	44,37	45,00	
Seguros, etc (miles de Euros)	0,40% s/inversión			266,38	273,04	279,87	286,87	
Administración (miles de Euros)	45.000			46,13	47,28	48,46	49,67	
Tributos (miles de Euros)	1,72 Euros/kW			88,39	90,60	92,87	95,19	
Canon alquiler de terrenos	2,5% s/facturación			286,85	291,91	293,97	296,07	
Varios (miles de Euros)	4,24 Euros/kW			217,10	222,52	228,09	233,79	
Total Gastos				1.196,86	1.222,50	2.707,74	2.765,49	
Euros/MWh				8,86	9,05	20,05	20,48	
2.2.4.- Ingresos								
Precio Venta E.E. a la Red (Euros/MWh)	b.2.1-2 b			84,97	86,47	87,08	87,70	
Facturación por Venta de Energía Eléctrica (mEuros)				11.473,90	11.676,24	11.758,89	11.842,71	
Ingresos Totales				11.473,90	11.676,24	11.758,89	11.842,71	
2.2.5.- Inversión Capital Circulante								
Clientes (días s/ingresos E. Eléctrica a la Red)				40	40	40	40	
Clientes (días s/ingresos resto)				40	40	40	40	
Existencias (días s/ingresos)				0	0	0	0	
Tesorería mínima (días s/gastos)				30	30	30	30	
Pasivo circulante (días s/otros gastos)				90	90	90	90	
Activo Circulante				1.355,79	1.380,07	1.511,20	1.525,13	
P.Circulante (sin impuesto/divid.)				295,12	301,44	667,66	681,90	
Capital circulante				1.060,67	1.078,63	843,54	843,23	
Variación Capital Circulante				1.060,67	17,958	-235,090	-0,308	


		PLAN DE NEGOCIO PARQUE EOLICO 50 MW		Primer año que la instalación está más de 6 meses en servicio: 2009						
		2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012		
Años de operación				0	1	2	3	4		
2.2.6.- RENTABILIDAD DEL PROYECTO										
Ingresos de explotación (miles de Euros)				11.473,90	11.676,24	11.758,89	11.842,71			
Aplicación Subvenciones				0,00	0,00	0,00	0,00			
- Gastos de explotación (miles de Euros)				-1.196,86	-1.222,50	-2.707,74	-2.765,49			
Margen Bruto de Explotación (miles de Euros)				10.277,04	10.453,73	9.051,15	9.077,22			
-Amortización Técnica y de Gtos. de Constitución (miles de Euros)				-4.462,38	-4.462,38	-4.462,38	-4.462,38			
-Provisiones (miles de Euros)	40.000	64.972	5%	0,00	0,00	0,00	0,00			
Beneficio antes de Intereses e Impuestos (miles de Euros)				5.814,66	5.991,35	4.588,77	4.614,84			
- Cuota íntegra Impuesto de Sociedades (miles de euros)				-2.035,13	-2.096,97	-1.606,07	-1.615,19			
+ Deducción fiscal (miles de euros)	General	0%	0	0	0	0	0			
Deducción Acumulada años anteriores (miles de euros)				0	0	0	0			
- Impuestos antes de intereses (miles de Euro:	35,00%			-2.035,13	-2.096,97	-1.606,07	-1.615,19			
Beneficio antes de Inter. y después de Impuestos (miles de Euros)				3.779,53	3.894,38	2.982,70	2.999,65			
Subvenciones				0,00	0,00	0,00	0,00			
Devolución IVA construcción (miles de Euros)			84,84	168,47	10.246,41					
Inversión Circulante				-1.060,67	-17,96	235,09	0,31			
Inversión				-530,25	-1.052,93	-64.040,07				
IVA Inversión				-84,84	-168,47	-10.246,41				
Prima de entrada PROYECTO				0,00						
Flujo de Caja (Euros)				-615,09	-1.136,55	-74.118,01	17.427,65	8.338,80	7.680,17	7.462,33
TIR del negocio a	20	9,18%								
VAN del Negocio (mEuros)	6,12%	15.164,85		Calculo payback	-1.752	-75.255	-56.690	-48.352	-40.671	-33.209
Pay-back del negocio (años)	10,44			Apalancamiento	0%	80%	77%	74%	71%	67%
				RCSD			1,07	1,23	1,17	1,18

Figura 2.6.5. Ejemplo (II) de explotación de cuenta de resultados donde se identifican los principales factores financieros (explotación, ingresos y rentabilidad del proyecto) de un parque eólico Onshore en España (Fuente: Endesa).

2.6.2.2. Coste de la energía de un aerogenerador (COE).

Conceptualmente el Coste de la Energía (COE), denominado en inglés *Cost of Energy*, es el coste total de generar 1 kWh de energía por parte de una planta de generación de energía e incluye dentro de este concepto los costes de construcción de la planta, los costes financieros, los costes del combustible

utilizado para generar la energía y los costes de operación de la planta de generación (Vestas, 2011; EWEA, 2009; Gamesa).

El concepto de Coste de la energía (COE) aplicado a la energía eólica es el valor del coste total de la energía eléctrica producida por el aerogenerador eólico en un periodo que abarca la vida del proyecto, y se mide en €/kWh. La fórmula que se utiliza para el cálculo del coste de la energía (COE) en el sector eólico es la siguiente (EWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch, 2009 y Vestas, 2011):

$$\text{CoE} = \frac{\text{CAPEX} + \text{OPEX}}{\text{Energy Production}}$$

(A)

El significado de los acrónimos de la fórmula (A) es el siguiente:

CoE: *Cost of Energy* (Coste de la energía).

CAPEX: *Capital Expenditure* (Costes de inversión de capital incurridos en el proyecto).

OPEX: *Operation Expenditure* (Costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida del proyecto).

Energy Production: la energía producida es el valor de la energía total producida por el aerogenerador eólico durante la vida del proyecto.

El cálculo del coste de la energía (COE) producida por un aerogenerador eólico expresado en la fórmula (A) viene dado por el cociente entre el coste de inversión de capital (CAPEX: *Capital Expenditure*) a lo largo de la vida del proyecto más el coste de operación y mantenimiento (OPEX: *Operation Expenditure*) a lo largo de la vida del proyecto, y todo ello dividido por la energía total producida por el mismo durante el periodo a lo largo de la vida del proyecto expresado en €/kWh.

Se describen en detalle los factores de la fórmula (A) del coste de la energía (COE):

- Costes de inversión de capital CAPEX (*Capital Expenditure*): incluye los siguientes factores.
 - Costes de capital e intereses del capital que se pagan para poder financiar la construcción del aerogenerador.
 - Costes de los terrenos de instalación o su alquiler.
 - Costes incurridos en la fabricación del aerogenerador.
 - Costes logísticos y de transporte.
 - Costes de planificación y de preparación del proyecto.
 - Costes de construcción e instalación en el emplazamiento del parque eólico.
 - Costes de obra civil de la cimentación en tierra.
 - Costes de instalación en parques Offshore de la subestructura de anclaje y su cimentación en el lecho marino (BoP: *Balance of Plant*).
 - Costes de comisionado del aerogenerador en el parque eólico.
- Costes de operación y mantenimiento OPEX (*Operation Expenditure*): incluye los siguientes factores.
 - Costes de operación.
 - Costes de mantenimiento del aerogenerador a lo largo de la vida del proyecto.
 - Costes de fallos en garantías.
- Producción de Energía (*Energy Production*): es la energía producida por el aerogenerador a lo largo de la vida del proyecto, expresado en €/kWh.

Con objeto de llevar a cabo análisis económicos comparativos entre aerogeneradores se utiliza adicionalmente otro valor del coste de la energía (COE) pero referido a un periodo anual, también denominándose en este caso Coste de Energía anualizado (LCOE: *Levelized Cost of Energy*). La fórmula (B) que se utiliza para el cálculo del coste de la energía (COE) anualizado (o normalizado) en el sector eólico es la siguiente (EWEA; Krohn S., Morthorst P., Awerbuch S., 2009 y Vestas, 2011):

$$\text{CoE} = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$$

(B)

El significado de los acrónimos de la fórmula (B) es el siguiente:

CoE: *Cost of Energy* (Coste de la energía).

Annualized CAPEX: *Annualized Capital Expenditure* (Costes de inversión de capital anualizados).

Annualized OPEX: *Annualized Operation Expenditure* (Costes de operación y mantenimiento anualizados).

Annual Energy Production (AEP): es el valor de la energía total producida por el aerogenerador durante el periodo anual considerado.

El cálculo del coste de la energía (COE) producida por un aerogenerador expresado en la fórmula (B) viene dado por el cociente entre el Coste de la inversión de capital (CAPEX: *Capital Expenditure*) anualizado más el Coste de operación y mantenimiento (OPEX: *Operation Expenditure*) anualizado, y todo ello dividido por la energía total producida por el mismo durante el periodo anual considerado expresado en €/kWh.

Se describen en detalle los factores de la fórmula (B) del coste de la energía (COE):

- Costes de inversión de capital (CAPEX: *Capital Expenditure*) anualizado: incluye los costes de inversión de capital e intereses del capital que se pagan para poder financiar la construcción del aerogenerador, los costes de los terrenos de instalación o su alquiler, los costes incurridos en la fabricación del aerogenerador, los costes logísticos y de transporte, los costes de construcción e instalación en el emplazamiento del parque eólico, los costes de planificación y de preparación del proyecto, los costes de obra civil de la cimentación en tierra y los costes de instalación en Offshore de la subestructura de anclaje y su cimentación en el lecho marino (BoP: *Balance of Plant*), los costes de comisionado del aerogenerador en el parque eólico.
- Costes de operación y mantenimiento (OPEX: *Operation Expenditure*) anualizado: incluye los costes de operación y mantenimiento del aerogenerador durante el periodo anual considerado, los costes de fallos en garantías.
- Producción de energía anual (AEP: *Annual Energy Production*): es la energía anual producida por el aerogenerador durante el periodo anual considerado, expresado en €/kWh.

El valor obtenido de la fórmula (A) o, en su caso, de la fórmula (B) nos proporciona un valor de Coste de Energía (COE) para cada modelo de aerogenerador y este valor es utilizado por el mercado eólico para poder comparar el rendimiento desde el punto de vista financiero, en cuanto a costes en €/kWh de cada modelo de aerogenerador, lo cual se convierte en un factor de decisión de compra por parte de los promotores y clientes finales (EWEA, 2009; Gamesa y Vestas, 2011).

En la Figura 2.6.6. se presenta un esquema de EWEA (Krohn S., Morthorst P., Awerbuch S., 2009) con los principales factores que afectan al Coste de la Energía (COE) en €/kWh incluyendo tanto los aspectos técnicos como los económicos.

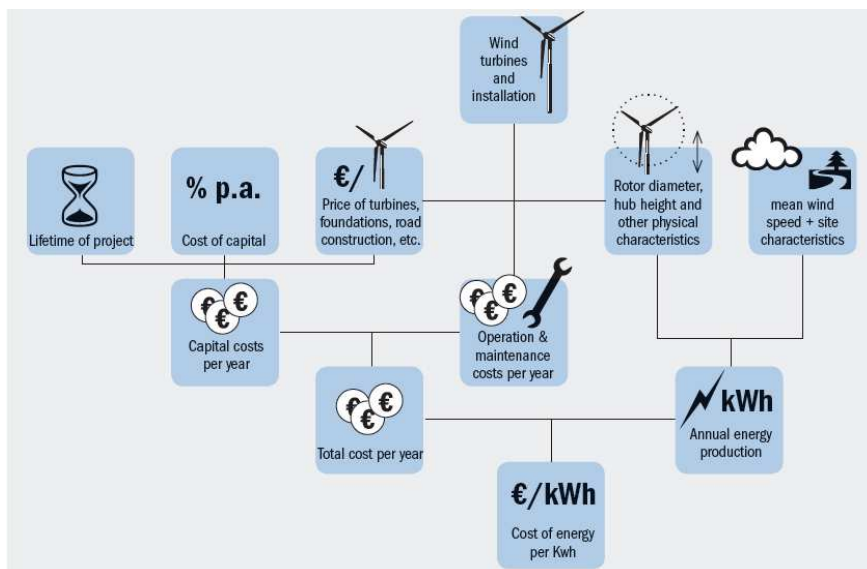


Figura 2.6.6. Esquema con los factores que afectan al Coste de Energía (COE) de un aerogenerador (Fuente: EWEA, 2009).

Según EWEA se consideran una serie de factores que afectan a la energía eólica, tanto Onshore como Offshore, al estar en competencia en el mercado de generación energética con diferentes fuentes de energía. En la Figura 2.6.7. se muestra una comparativa en \$/kWh (Bloomberg New Finance Energy, 2012) donde se indican los costes anualizados del coste de energía y donde se incluyen el rango de los costes de la energía eólica Onshore y Offshore. Los costes de COE anualizados (LCOE) de la energía eólica Onshore en el año 2012 se encuentran todavía por encima de fuentes de energía generadas con combustibles fósiles como el gas o el carbón y en el caso de la energía eólica Offshore todavía son menos competitivos (rango entre 130 y 330 \$/MWh), teniendo en ambos casos que disponer de ayudas públicas para poder ser competitivos en el mercado energético, denominadas primas (*FIT-Feed-in Tariffs*) y exenciones de impuestos o PTC (*Production Tax Credit*) en Estados Unidos.

LEVELISED COST OF ENERGY Q3 2012 (\$/MWH)



Source: Bloomberg New Energy Finance. Note: Carbon forecasts from the Bloomberg New Energy Finance European Carbon Model with an average price to 2020 of \$30/mt. Coal and natural gas prices from the US EIA and BNEF. Percentage change represents change from Q2 2012

Source: Bloomberg New Energy Finance

Figura 2.6.7. Gráfico comparativo con los valores del Coste de Energía anualizado (LCOE) de diferentes fuentes productoras de energía (Fuente: Bloomberg, 2012).

La previsión de costes de energía normalizado para la vida de la instalación (LCOE: *Levelized Cost of Energy*) estimadas para el año 2016 (EIA, 2011 y DOE-USA, 2012) en las diferentes tecnologías se indican en las Figuras 2.6.8. y 2.6.9. El coste de energía normalizado representa el valor del coste total de la construcción y operación de una planta de generación a lo largo de su vida financiera, convertido en generación con pagos y amortizaciones anuales. El cálculo de estas estimaciones se ha realizado considerando un periodo de retorno del coste de 30 años con un coste medio de capital del 7,4%. El cálculo del LCOE se ha llevado a cabo teniendo en cuenta el factor de capacidad de cada tecnología, que se corresponde generalmente con la máxima disponibilidad de cada tecnología (34% en el caso de la energía eólica). Sin embargo no se han incluido dentro del cálculo del LCOE los incentivos públicos tales como primas o exenciones fiscales, los cuales en caso de ser incorporados impactarían en los costes de energía obtenidos y en la competitividad de la tecnología.

Table 1. Estimated Levelized Cost of New Generation Resources, 2016.

Plant Type	Capacity Factor (%)	U.S. Average Levelized Costs (2009 \$/megawatt-hour) for Plants Entering Service in 2016				
		Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System Levelized Cost
Conventional Coal	85	85.5	3.9	24.5	1.2	95.1
Advanced Coal	85	74.7	7.9	25.9	1.2	109.7
Advanced Coal with CCS	85	92.9	9.2	33.3	1.2	136.5
Natural Gas-fired						
Conventional Combined Cycle	87	17.5	1.9	44.6	1.2	65.1
Advanced Combined Cycle	87	17.9	1.9	41.2	1.2	62.2
Advanced CC with CCS	87	34.7	3.9	48.6	1.2	88.4
Conventional Combustion Turbine	30	45.8	3.7	69.9	3.5	123.0
Advanced Combustion Turbine	30	31.7	5.5	61.3	3.5	102.1
Advanced Nuclear	90	90.2	11.1	11.7	1.0	114.0
Wind	34	83.3	9.5	0.0	3.4	96.1
Wind – Offshore	34	209.7	28.1	0.0	5.9	243.7
Solar PV ¹	25	194.9	12.1	0.0	4.0	211.0
Solar Thermal	18	259.8	46.6	0.0	5.8	312.2
Geothermal	91	77.4	11.9	9.5	1.0	99.8
Biomass	83	55.4	13.7	42.3	1.3	112.6
Hydro	53	78.5	4.0	6.2	1.8	90.5

¹ Costs are expressed in terms of net AC power available to the grid for the installed capacity.

Source: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2011, April 2011, DOE/EIA-0383(2011)

Figura 2.6.8. Tabla comparativa con los valores estimados para el año 2016 del Coste de Energía anualizado (LCOE) de diferentes fuentes productoras de energía (Fuente: EIA y DOE, 2011).

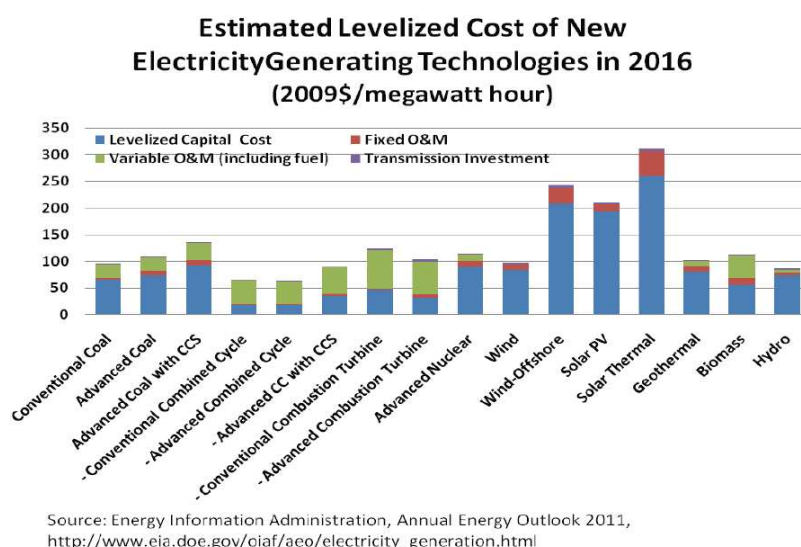


Figura 2.6.9. Gráfico comparativo con los valores estimados en para el año 2016 del Coste de Energía normalizado (LCOE) de diferentes fuentes productoras de energía (Fuente: EIA y DOE, 2011).

La reducción del Coste de la Energía (COE) se presenta por lo tanto como uno de los factores claves en la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y de su desarrollo continuo (BTM, Vestas y Gamesa). El valor medio del Coste de la Energía (COE) se ha venido reduciendo de manera significativa en los últimos años por parte de los diferentes fabricantes de aerogeneradores. En la Figura 2.6.10. se muestra el coste indexado del Coste de la Energía (COE) para la energía eólica en €/kWh y la reducción del mismo en los diferentes años tomando como base de la comparativa el año 2005 (base 100), observándose una considerable disminución del COE desde al año 1986 hasta el año 2009 debido fundamentalmente a factores de economías de escala en la fabricación, mejoras en el desarrollo tecnológico, reducción del tiempo de lanzamiento de nuevos productos, reducciones de costes en los materiales y en las operaciones de mantenimiento, mejoras de diseño y estrategias de operación y control de los aerogeneradores (NREL, 2010 y BTM, 2010).

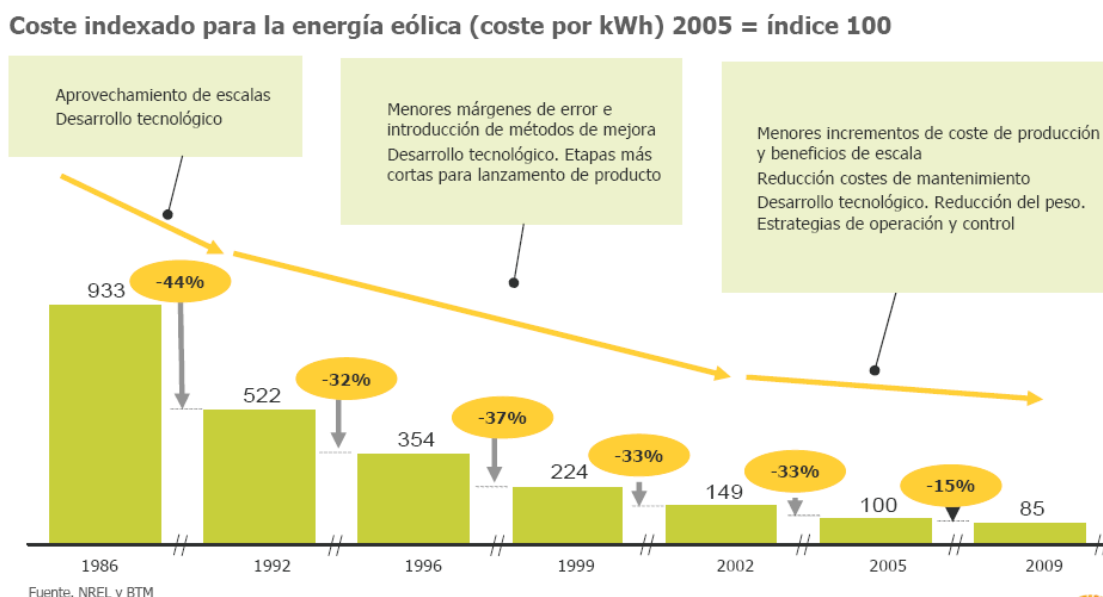


Figura 2.6.10. Esquema con la evolución temporal de los costes por kWh del Coste de Energía (COE) de un aerogenerador Onshore (Fuente: NREL y BTM, 2010).

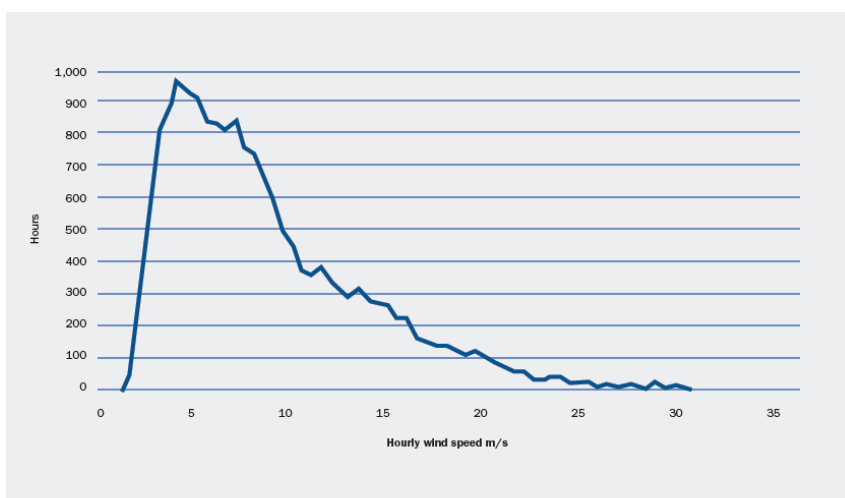
2.6.2.3. Energía Anual Producida (AEP) de un aerogenerador.

La Energía Anual Producida (AEP), denominada *Annual Energy Production*, es el factor que proporciona el valor de la cantidad de energía producida anualmente por el aerogenerador en su emplazamiento (Krohn, Morthorst, Awerbuch, 2009).

La curva de potencia del aerogenerador, la cual viene definida por cada fabricante para cada modelo, nos proporciona el dato de cuánta potencia producirá el aerogenerador para cada velocidad de viento instantánea, aunque no nos indica la producción anual de energía. Para obtener este valor es necesario conocer el número de horas por año durante las cuales el aerogenerador funciona en cada valor de velocidad de viento instantáneo.

Las velocidades del viento en un emplazamiento fluctúan y se distribuyen de manera desigual respecto a lo que sería un emplazamiento tipo. En la mayor parte del tiempo los vientos en un emplazamiento son débiles y ocasionalmente se producen vientos fuertes. En la Figura 2.6.11. se indican como ejemplo que en general los aerogeneradores no producen energía con vientos débiles por debajo de 3 m/s y a partir de los 25 m/s los aerogeneradores se detienen automáticamente por motivos de seguridad (EWEA, 2009). El resto de los rangos de vientos es el que nos proporcionará la producción anual de energía de cada aerogenerador en un emplazamiento específico, siendo el funcionamiento a la potencia nominal de un aerogenerador tipo Onshore la comprendida entre 12 m/s y 25 m/s la cual se produce generalmente durante un porcentaje de tiempo bajo en comparación a lo indicado en la Figura 2.6.11. En esta gráfica se indica el N° de horas respecto al valor de la velocidad de viento que se produce en cada intervalo de

horas, con cuyos valores podremos calcular el nº de horas a las que el aerogenerador puede funcionar en un determinado valor de velocidad de viento.



Source: Dewi, 2002

Figura 2.6.11. Curva con la frecuencia de las diferentes velocidades de viento en un emplazamiento tipo Onshore (Fuente: Dewi, 2002 y EWEA, 2009)

Para poder obtener el valor de la cantidad de energía producida por el aerogenerador a diferentes velocidades de viento durante un cierto intervalo de tiempo, es preciso multiplicar el número de horas a cada velocidad de viento por la potencia del aerogenerador indicada en su curva de potencia. En la Figura 2.6.12. aplicando la fórmula anterior se obtiene el valor de velocidad de viento en m/s de cada intervalo por hora y la energía en kW/h producida en cada uno de dichos intervalos (EWEA, 2009). Si el intervalo de tiempo seleccionado es el total de un año, se obtendrá el valor de la Energía Anual Producida (AEP) en kW/h en el emplazamiento elegido con un modelo determinado de aerogenerador.

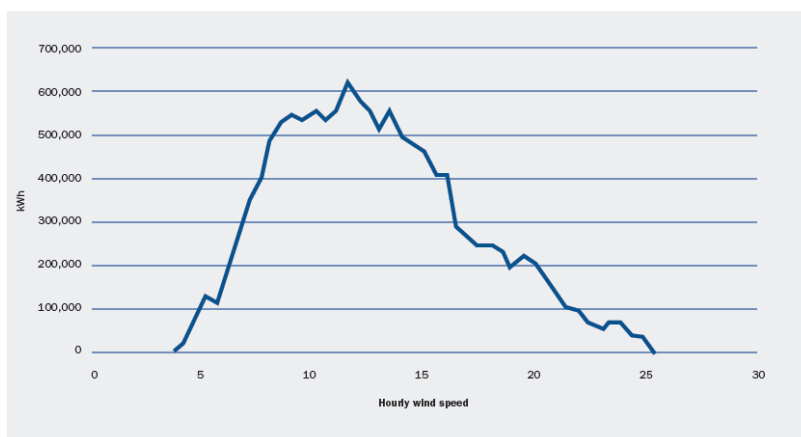


Figura 2.6.12. Curva con la energía producida por un aerogenerador en los diferentes intervalos de velocidad de tiempo en cada hora en un emplazamiento tipo Onshore (Fuente: EWEA, 2009)

En relación a la Energía Anual Producida (AEP) se han identificado una serie de factores de tipo técnico que afectan al valor de AEP que se obtiene en un emplazamiento determinado y con un modelo específico de aerogenerador eólico, y entre los principales se indican a continuación los siguientes (Vestas, 2011 y Krohn, Morthorst, Awerbuch, 2009):

- El viento local y las características climáticas locales del emplazamiento.
- Ubicación de detalle (*micro-siting*) de cada aerogenerador en el emplazamiento.
- Características topográficas del emplazamiento eólico: orografía, rugosidad del terreno y accidentes topográficos (vegetación, colinas, edificios, etc.).

- Velocidad media del viento (m/s) del emplazamiento eólico a la altura del rotor del aerogenerador.
- Diámetro del rotor del aerogenerador.
- Altura del rotor del aerogenerador.

2.6.2.4. Factor de Capacidad de un aerogenerador.

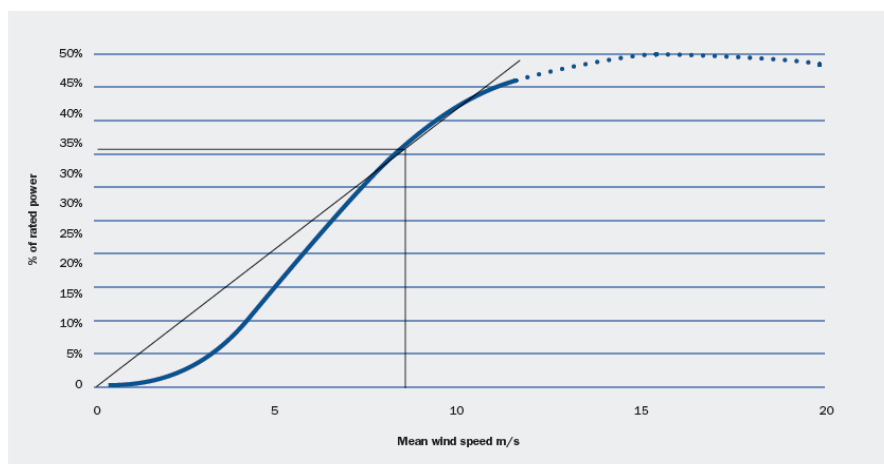
El Factor de Capacidad de un aerogenerador o de una planta de generación de energía es la cantidad de energía entregada durante un año dividida por la cantidad de energía que habría sido generada si el generador hubiera producido el rendimiento máximo a la máxima potencia a lo largo de las 8760 horas de un año completo (Ver Figura 2.6.13.). En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal el factor de capacidad típico está en el rango entre el 25% y el 35% en comparación con el factor de capacidad típico del 60% en otros sistemas de generación de energía convencionales (Krohn, Morthorst, Awerbuch, 2009).

$$\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\text{Annual Energy Production (kWh)}}{\text{WTG name plate capacity (kW)} \times 8760 \text{ hours}} \times 100 \%$$

Figura 2.6.13. Fórmula del cálculo del factor de capacidad de un aerogenerador (Fuente: EWEA)

En la Figura 2.6.14. (EWEA, 2009) se muestra un gráfico con la energía anual producida hipotéticamente por un aerogenerador ubicado en diferentes ubicaciones dentro del emplazamiento, donde se ha medido la velocidad del viento a la altura del rotor. Cada ubicación del aerogenerador tendrá una velocidad media de viento anual diferente en función del número y tamaño de los obstáculos del terreno y de la rugosidad del mismo. Se observa que en general los factores de capacidad de los aerogeneradores no alcanzan el 50% debido a que con velocidades medias de viento elevadas, los aerogeneradores se detienen por motivos de seguridad a partir de los 25 m/s.

En un emplazamiento con velocidad media estable y en terreno poco complejo desde el punto de vista orográfico, la energía anual producida es generalmente predecible en un alto grado con un margen de error de aproximadamente del 5%.



Source: Dewi, 2002

Figura 2.6.14. Curva con el factor de capacidad en % de la potencia nominal de un aerogenerador tipo Onshore (Fuente: Dewi y EWEA)

Según se postula por parte de EWEA (Krohn, Morthorst, Awerbuch, 2009), desde el punto de vista económico la relación ideal entre el área de barrido del rotor del aerogenerador y el tamaño del mismo dependen de las condiciones de viento del emplazamiento.

Los aerogeneradores se construyen con el objeto de extraer la energía cinética del viento y convertirla en electricidad. Desde el punto de vista del criterio de diseño para aerogeneradores conectados a la red

eléctrica el factor clave es el de minimizar el coste de la energía en kW/h de energía producida, para unas condiciones dadas de velocidad de viento, transporte de energía, requisitos legislativos, disponibilidad de la conexión a red y condiciones de los reguladores eléctricos. En general la mejor opción es la de utilizar aerogeneradores de gran tamaño para un diámetro de rotor cuanto más alta sea la velocidad media del viento en el emplazamiento. En los aerogeneradores el rendimiento medio anual varía más de acuerdo a la superficie de barrido del rotor (*swept rotor area*) que a la potencia del generador, y de acuerdo a ello los aerogeneradores presentan un precio de venta en función de la superficie de barrido del rotor y no de acuerdo a la potencia nominal en kW.

Los factores de relación óptima entre el tamaño del rotor y la potencia del aerogenerador y el factor óptimo de capacidad, no solo varían con el tipo de condiciones de viento del emplazamiento sino también adicionalmente con las regulaciones legislativas para realizar la conexión a la red.

El factor del recurso de viento local en el emplazamiento es el factor más determinante en relación a la rentabilidad de la inversión en energía eólica, y por ello la correcta ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento es fundamental desde el punto de vista económico para cualquier proyecto de instalación de un parque eólico. El estudio meteorológico de las condiciones y velocidad del viento en el emplazamiento en las diferentes alturas del mismo (*micro-siting*) es un factor esencial en la tecnología eólica, así como el modelado por ordenador de la topografía y la meteorología local. En conclusión la evaluación de la calidad del recurso de viento es un factor de importancia capital en la evaluación del riesgo económica dentro de las actividades de desarrollo de un parque eólico (EWEA).

Como síntesis de los principales factores que afectan al factor de capacidad de un aerogenerador se mencionan los siguientes (EWEA):

- Diámetro de rotor.
- Superficie de barrido del rotor (*swept rotor area*).
- Potencia nominal en MW.
- Relación óptima entre el diámetro del rotor y la potencia del aerogenerador.
- Factor óptimo de capacidad.
- Factor del recurso de viento local en el emplazamiento.
- Correcta ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento.
- Estudio meteorológico de las condiciones y velocidad del viento en el emplazamiento en las diferentes alturas del mismo (*micro-siting*).
- Modelado por ordenador de la topografía local.
- Modelado por ordenador de la meteorología local.

2.6.2.5. Estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador.

Dentro del concepto de los costes del aerogenerador y de su instalación en un parque eólico es preciso realizar una diferenciación entre los diferentes conceptos relativos a los costes del aerogenerador, los costes de inversión y de capital, los costes de transporte e instalación, los costes de comisionado, los costes de operación, los costes de mantenimiento, los costes de garantías, etc.

Estos costes totales del aerogenerador incluirán los costes de montaje de los diferentes sub-componentes del aerogenerador en la nacelle, en la torre, en las palas, en el rotor, en la cimentación y en la subestructura marina (para la aplicación en Offshore). Se incluirán desglosados aparte, el transporte de los sub-componentes del aerogenerador a las plantas de montaje, el transporte de los elementos como nacelle, torres, rotor, palas y subestructura al emplazamiento marino en el caso Offshore.

En el caso de los costes de instalación de un parque eólico en tierra (Onshore) es necesario tener en cuenta todos los costes de inversión de capital (CAPEX), tanto los del aerogenerador como los de la obra civil de las cimentaciones, otros trabajos de obra civil, la infraestructura eléctrica, la instalación del aerogenerador, el comisionado del mismo, los costes de gestión del proyecto, los costes de desarrollo, la conexión a la red, los seguros, los costes legales, las comisiones bancarias, los intereses del capital durante la construcción. Estos costes varían en porcentaje según las diferentes fuentes consultadas y según el desglose de detalle que se lleve a cabo. En las Figuras 2.6.15. y 2.6.16. se muestran dos ejemplos de desgloses de costes de un parque eólico Onshore donde se observa que el apartado de costes del

aerogenerador está en un rango entre el 64% y el 80% del coste total de la instalación en función de los modelos de aerogenerador según diferentes fuentes consultadas. El resto los costes adicionales para la instalación y puesta en marcha del parque eólico se distribuye en un rango entre el 20% y el 36 %, donde los principales capítulos son los costes de cimentaciones (10%), costes de la infraestructura eléctrica (7%), otros trabajos de obra civil (2%), instalación y comisionado (1%) (Make, 2011 y Bussièrès F., Craik D., Macdonald S., 2011; Wind Energy Update, 2011).

Estructura de costes de una instalación Onshore.

La estructura de costes general de una instalación Onshore en un parque eólico tipo de 100 MW con aerogeneradores de 2,5 MW y sin incluir los costes de transporte se desglosa en la Figura 2.6.15. (Make, 2011).

Figure 8 Wind Farm Cost Structure

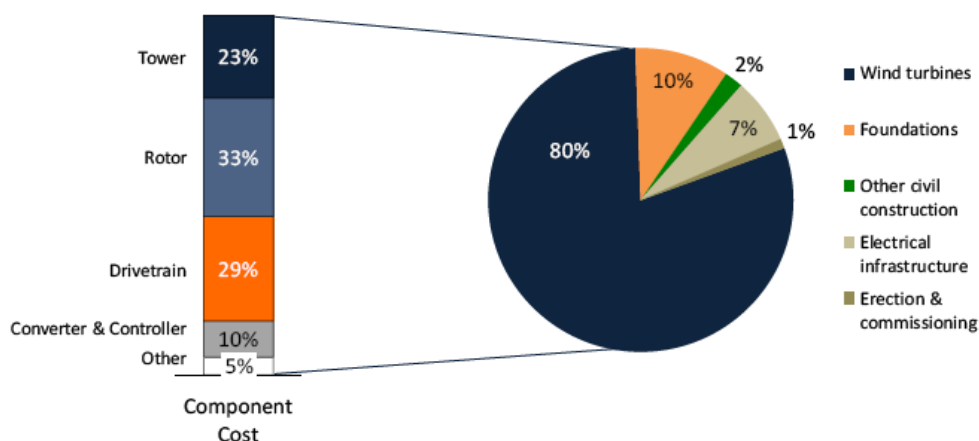


Figura 2.6.15. Estructura de costes de un parque eólico Onshore, sin incluir transporte (Fuente: Make Consulting, 2011)

Otras fuentes consultadas indican en la Figura 2.6.16. se desglosa la estructura de costes general de una instalación Onshore en un parque eólico con aerogeneradores de 5 MW y sin incluir los costes de transporte, teniendo en cuenta otros costes adicionales como costes de gestión del proyecto, costes de seguros y costes financieros bancarios (Wind Energy Update, 2011).

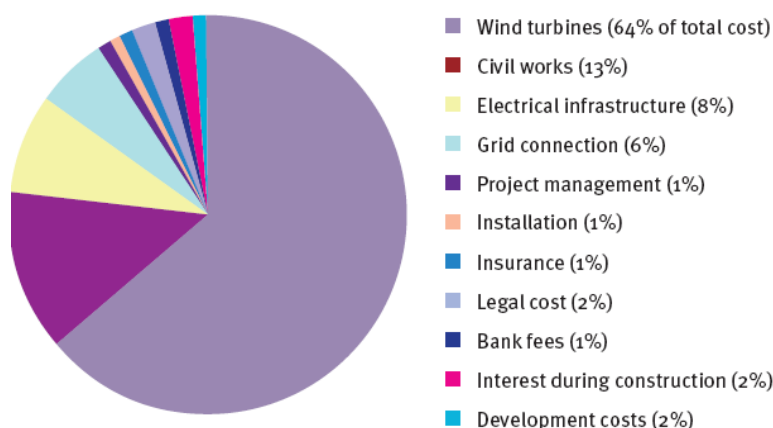


Figura 2.6.16. Estructura de costes de un parque eólico Onshore, sin incluir transporte e incluyendo costes adicionales de gestión del proyecto y costes financieros (Fuente: Wind Energy Update, 2011)

Estructura de costes general de un aerogenerador Onshore y Offshore.

En lo referente al aerogenerador eólico de tipo Onshore, la estructura de costes del mismo desglosada en sus diferentes sub-componentes presenta una distribución en % del tipo a la de la Figura 2.6.17. (Wind

Energy Update, Bussi res F., Craik D., Macdonald S., 2011 y BTM, 2011). Los principales sub-componentes del aerogenerador en % de coste aproximado sobre el total son: torre (30%); palas (25%); multiplicadora (15%); Convertidores de potencia (6%); Generador eléctrico (4%); Transformador (4%); Bastidor (3%); sistema de cambio de paso (3%); sistema de freno (2%); carcasa de nacelle (2%); eje principal (2%); conjunto rotor-hub (2%); rodamientos del eje (1%); sistema de giro (1%).

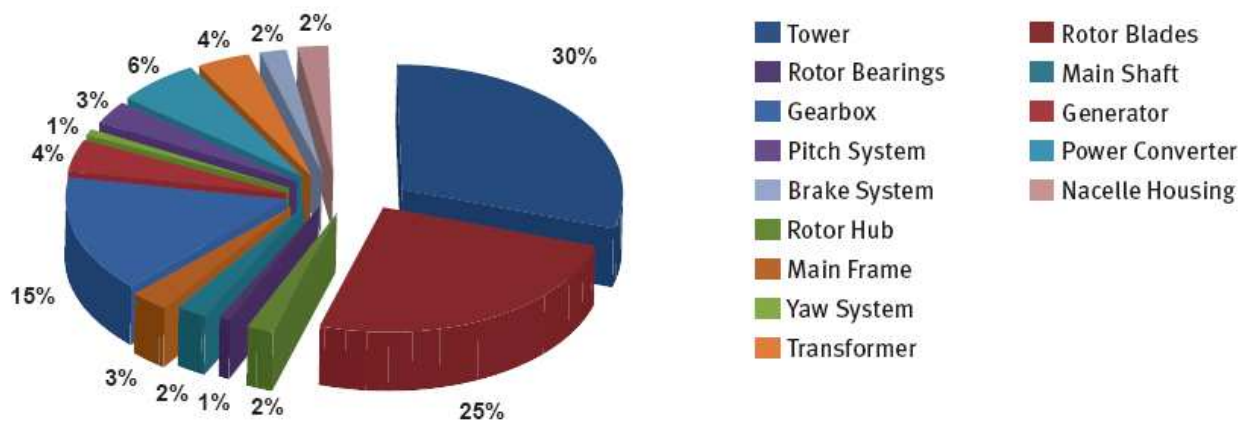


Figura 2.6.17. Estructura de costes de los sub-componentes de un aerogenerador Onshore tipo (Fuente: Wind Energy Update y BTM, 2011)

En lo referente al aerogenerador eólico de tipo Offshore, la estructura de costes del mismo es básicamente similar al del tipo Onshore, con un aumento de costes en los recubrimientos contra la corrosión, sistemas de acondicionamiento y tratamiento de aire, pero fundamentalmente los porcentajes de costes para los diferentes subsistemas, se pueden tomar como referencia los datos de la Figura 2.6.17.

Estructura de costes de una instalación Offshore.

La estructura de costes general de una instalación Offshore en un parque eólico tipo se desglosa en lo que se consideran Costes de inversión de Capital ($CAPEX = Capital\ Expenditure$), los cuales se sub-clasifican en diferentes apartados: costes de gestión del proyecto, costes del aerogenerador, costes de la cimentación y subestructura de anclaje, costes de aparellaje de conexión eléctrica, costes de instalación (Willow, C., Valpy, B., GWEC, 2011). El porcentaje de estos costes pueden variar de un proyecto a otro en función de los parámetros específicos del parque eólico, y el importe de los mencionados costes se distribuye típicamente a lo largo de unos 5 años antes de la generación de electricidad por parte del parque eólico Offshore. En la Figura 2.6.18. se muestran los desgloses t picos valorados por GWEC para parques eólicos Offshore en 2011 y 2022.

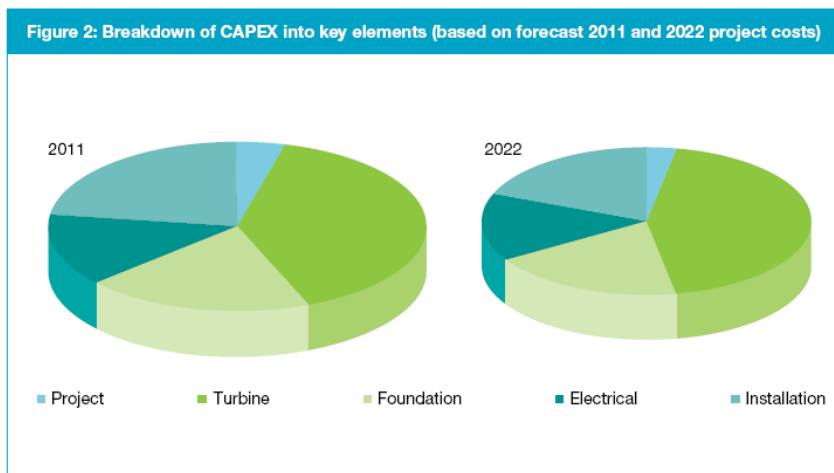


Figura 2.6.18. Estructura estimada de costes de inversión de capital CAPEX de un parque eólico Offshore tipo en 2011 y la proyección estimada de costes de capital en 2022 (Fuente: GWEC, 2011).

En cuanto a porcentajes estimados de cada uno de los apartados de costes de una instalación eólica Offshore (Willow, C., Valpy, B., GWEC, 2011) se presentan distribuidos en los principales conceptos considerados (Figura 2.6.18.):

- Costes de gestión del proyecto: el porcentaje estimado en 2011 es de un 4% del coste total de inversión de capital (CAPEX) e incluye dentro del mismo aspectos tales como las gestiones y actividades previas al lanzamiento del pedido del parque, investigaciones medioambientales y de afección de la fauna, estudios de ingeniería, actividades de planificación, actividades de asesoría legales, actividades de gestión del proyecto, actividades financieras.
- Coste del aerogenerador Offshore: el porcentaje estimado en 2011 es de un 40% del coste total de inversión de capital (CAPEX) e incluye dentro del mismo los costes de fabricación y montaje de los sub-componentes del aerogenerador y de sus subsistemas (nacelle, rotor, palas, torre, conexiones eléctricas a los cables *array*). No se incluyen los costes de transporte del aerogenerador al puerto de expedición ni los costes de instalación.
- Cimentación marina y subestructura: el porcentaje estimado de estos costes en 2011 es de un 19% del coste total de inversión de capital (CAPEX) e incluye dentro del mismo las fundaciones y cimentaciones en el fondo marino, la subestructura metálica anclada al fondo marino y la pieza de transición que une el aerogenerador a la subestructura metálica. No se incluyen los costes de transporte al puerto de expedición ni los costes de instalación.
- Aparellaje de conexión eléctrica: el porcentaje estimado de estos costes en 2011 es de un 14% del coste total de inversión de capital (CAPEX) e incluye dentro del mismo los siguientes elementos, subestación Offshore y sus cimentaciones; los cables submarinos *array* y *export* que unen los generadores con la subestación y con tierra; las conexiones en tierra del cable submarino;
- Instalación: el porcentaje estimado de estos costes en 2011 es de un 23% del coste total de inversión de capital (CAPEX) e incluye dentro del mismo los siguientes elementos. Transporte de subcomponentes al puerto; preparación y montaje de subcomponentes en tierra en puerto; cimentaciones y montaje e instalación de subestructuras del aerogenerador; subestaciones eléctricas Offshore; instalación de cables submarinos.

Otras fuentes consultadas como referencia, proporcionan unos porcentajes de las estructuras de costes generales de una instalación Offshore con ligeras variaciones en función de las tipologías del aerogenerador y del tipo de parque eólico. En la Figura 2.6.19. (Mühlenbach M., 2010) se indican datos de costes del aerogenerador y subestructura del 51%, cimentación marina e instalación del aerogenerador del 27%, cable submarino con el 7%, costes de aparellaje para la transmisión eléctrica del 13% y otros costes varios 2%.

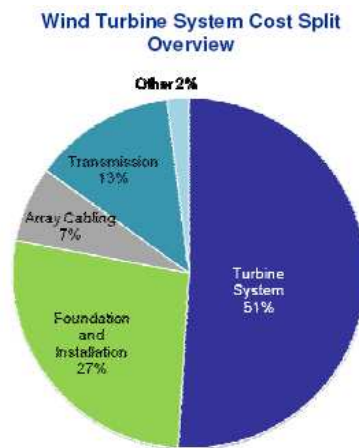


Figura 2.6.19. Estructura estimada de costes de inversión de capital CAPEX de un parque eólico Offshore tipo (Fuente: Mühlenbach, M., Emerging-Energy 2010).

Otras fuentes adicionales consultadas presentan el desglose completo de la estructura de costes generales de una instalación de un parque eólico con aerogeneradores Offshore (Douglas-Westwood, 2010), con el desglose de detalle de cada uno de los capítulos de costes, se indica en la Figura 2.6.20. Los principales costes de detalle (Costes de inversión de capital o CAPEX) en porcentaje del total de la instalación son los referidos a los siguientes conceptos:

- El aerogenerador Offshore (44%): dentro de este coste se desglosan los principales sub-componentes del mismo (ver Figura 2.6.20.)
- La cimentación y la subestructura metálica (16%).
- El aparellaje e infraestructura de conexión eléctrica (17%): dentro de este coste se incluyen los cables submarinos *array* de conexión entre aerogeneradores (15% del subtotal), la conexión con la costa por medio del cable *export* (36% del subtotal), la subestación Offshore (50% del subtotal).
- Los costes totales de instalación (13%): dentro de este coste se incluyen la instalación del aerogenerador (20% del subtotal), la instalación de la subestructura (50% del subtotal), y de la instalación eléctrica (30% del subtotal).
- Gestión del proyecto y planificación (10%).

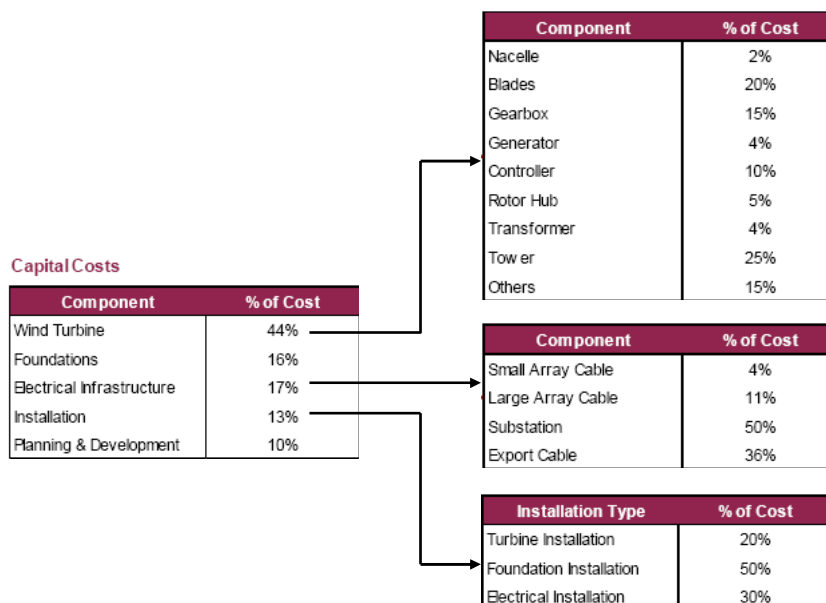


Figura 2.6.20. Estructura estimada de los costes de inversión de capital (CAPEX) de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes sub-componentes y operaciones (Fuente: Douglas-Westwood, 2010).

Las principales diferencias entre la estructura de costes entre un aerogenerador Onshore y uno Offshore están relacionadas con los siguientes factores principalmente (Krohn, Morthorst, Awerbuch, 2009):

- Las cimentaciones, incluyendo dentro del alcance de las mismas la subestructura metálica y la pieza metálica de transición, son considerablemente más caras en los aerogeneradores Offshore. Los costes de las mismas dependen de la profundidad del emplazamiento, del tipo de cimentación y de subestructura utilizada, y del tipo de fondo marino que puede requerir una mayor profundidad de anclaje al mismo.
- La conexión a la red: en los parque Offshore para poder conectarse con la subestación eléctrica en tierra se requiere disponer de una subestación Offshore y de unos cables submarinos rutados en el lecho marino, siendo ambos elementos de un elevado coste, los cuales son mucho menores en el caso de cable en parques Onshore o inexistentes en el caso de la subestación Offshore.
- Estudios medioambientales y estudios de impacto medioambiental en el entorno marino del parque eólico.

En el caso de los aerogeneradores Offshore el coste de operación y mantenimiento (OPEX) es muy relevante en el total de costes durante la vida del mismo (Willow, C., Valpy, B., GWEC, 2011), por lo que en muchos casos el análisis de la estructura de costes del parque eólico Offshore lo incluye.

Los principales factores de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) del parque eólico Offshore son los siguientes:

- Costes de operación.
- Costes de mantenimiento: Mantenimiento preventivo y reactivo.
- Costes de mantenimiento predictivo.
- Monitorización remota.
- Inspecciones de seguridad y salud.
- Monitorización del impacto del parque eólico Offshore en el medio ambiente del emplazamiento.
- Costes directos: incluyen los equipamientos necesarios para realizar la operación y el mantenimiento del parque eólico Offshore.
 - costes de personal de mantenimiento y de soporte de ingeniería.
 - alquiler de barcos.
 - suministro de componentes de recambio.
 - herramientas mecánicas y eléctricas.
 - equipamiento del personal de mantenimiento.
- Otros costes indirectos: se deben considerar los costes de alquiler de almacenes para componentes de recambio, alquiler de edificio de control del parque, tasas portuarias de atraque de barcos, seguros, tasas de asesoramiento legal y financiero, tasas y gastos bancarios, tasas de auditorías de control, tasas de uso del lecho marino.

En la Figura 2.6.21. se sintetizan de manera general los costes de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Offshore clasificados por las categorías principales (equipamiento, mantenimiento, accesos de personal, mano de obra, barcos de instalación y reparación) con el porcentaje estimado de contribución al coste total (Douglas-Westwood, 2010).

O&M Costs

Component	% of Cost
Equipment	53%
Grid Maintenance, Lease &	24%
Personnel Access	9%
Labour	8%
Installation/Repair Vessels	6%

Figura 2.6.21. Estructura estimada de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos (Fuente: Douglas-Westwood, 2010).

La estructura de costes global de un parque de aerogeneradores Offshore se considera incluyendo los costes de capital (CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento (OPEX). La distribución de costes totales estimada en porcentaje del total se indica en la Figura 2.6.22., donde se observa que los costes del aerogenerador son del entorno del 35%, los costes de operación y mantenimiento (OPEX) del 31%, los costes de cimentaciones del 15%, los costes del aparellaje eléctrico para la conexión a la red del 13% y los costes de gestión del proyecto del 6% (EWEA).

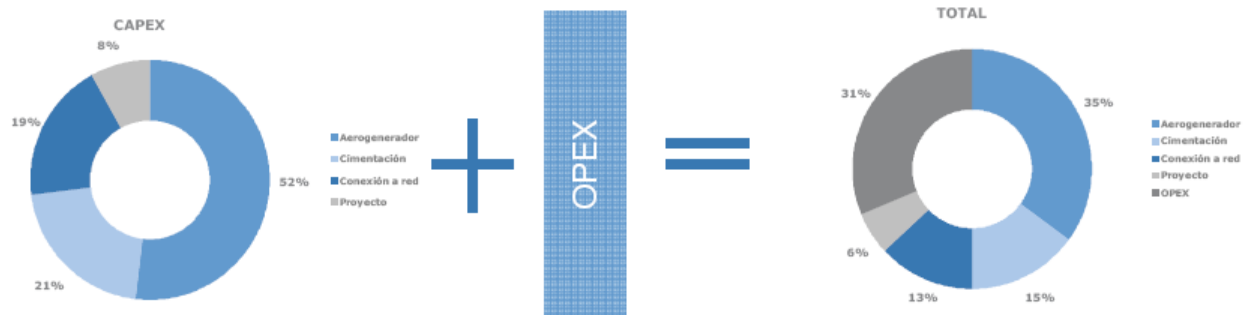


Figura 2.6.22. Estructura estimada de los costes totales de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos (Fuente: EWEA, 2011).

Otras fuentes consultadas, como el fabricante de aerogeneradores Vestas, indican distribuciones de costes estimados en porcentaje con ligeras variaciones en función del tipo de aerogenerador, del tipo de parque y de la instalación del parque (Figura 2.6.23.).

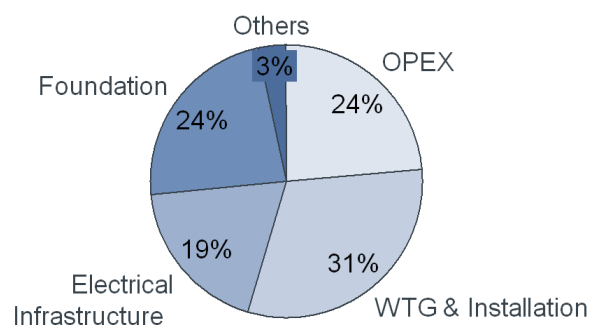


Figura 2.6.23. Desglose general de los costes totales (CAPEX y OPEX) de un parque con aerogeneradores Offshore de 3 MW en porcentaje de contribución de los principales factores (Fuente: Vestas, 2012).

2.6.2.6. Inversiones de las instalaciones de energía eólica.

Respecto a las inversiones necesarias a realizar para la instalación de parques eólicos Onshore y Offshore y adicionalmente a lo descrito en el punto 2.6.2.5., se presenta el estado actual según las diferentes fuentes consultadas en la presente investigación.

Inversiones en instalaciones eólicas Onshore.

En España, para datos de precios de 2010, las instalaciones en tierra Onshore suponen una inversión inicial de capital (CAPEX) de entre 1 y 1,3 Millones de €/MW para instalaciones tipo de 50 MW de potencia. El rango de inversiones a realizar depende principalmente de cuatro factores (PER 2011-2020, IDAE, 2011):

- Altura de la torre.

- Potencia del aerogenerador y del parque eólico.
- Tipo de configuración del aerogenerador: tipo de multiplicadora y de generador eléctrico.
- Distancia al punto de evacuación a la red.

Si se clasificaran las inversiones de capital (CAPEX) por grados de magnitud, el rango inferior de las inversiones quedaría determinado por instalaciones que utilizan aerogeneradores de menor altura (~60 m) y potencia (~850 kW), con multiplicadora de tres etapas y generador asíncrono DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*) en ubicaciones cercanas al punto de conexión a la red (~5 km).

El rango superior corresponde a instalaciones con aerogeneradores de mayor altura (~100 metros) y potencia unitaria (~2,5 MW), sin multiplicadora pero con generador síncrono de imanes permanentes y en ubicaciones alejadas del punto de conexión (~20 km).

Los costes de operación y mantenimiento (OPEX) para instalaciones en tierra Onshore se estiman en ~45.000 € 2010/MW/año (datos del año 2010), las cuales se han mantenido casi constantes en términos reales durante la última década.

En la Figura 2.6.24. se indican los costes medios de inversión de un parque eólico Onshore en España en miles de €/MW con 50 MW de potencia, y altura de rotor entre 66 y 100 metros, para datos de 2010 con los rangos mínimos y máximos estimados en función de los modelos de aerogenerador y de las características del parque (PER 2011-2020, IDAE, 2011). Los principales capítulos de la inversión son el aerogenerador, la obra civil y el proyecto de ingeniería, la instalación eléctrica, la subestación en tierra y la conexión eléctrica aérea y subterránea, los costes de promoción del parque eólico.

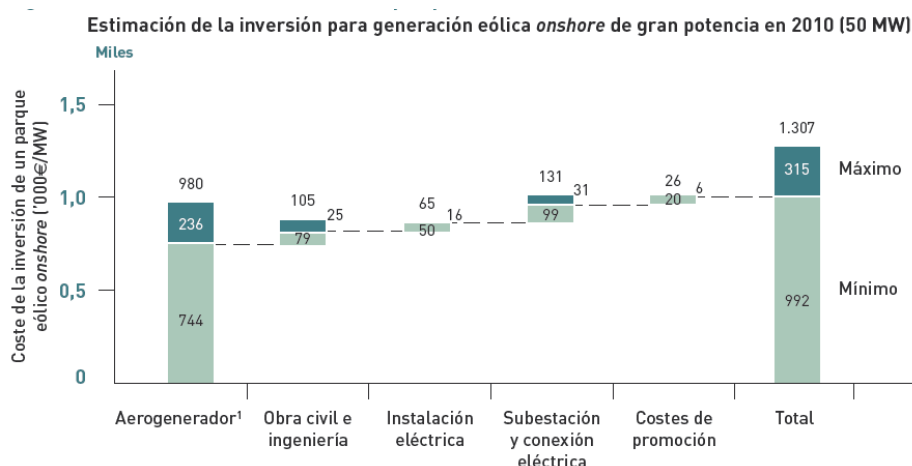


Figura 2.6.24. Estimación de los costes de inversión en un parque eólico Onshore en España de 50 MW de potencia con aerogeneradores de 2 MW (Fuente: IDAE, 2011).

Con objeto de reducir el coste final de generación de la energía eólica Onshore es necesario considerar las potenciales palancas y factores de reducción de costes de la misma (ver Figura 2.6.25.). Los principales elementos y factores de reducción de costes de generación de energía son los siguientes (PER 2011-2020, IDAE, 2011):

- La reducción de los costes de inversión: los cuales se pueden obtener por medio de la evolución tecnológica de los aerogeneradores y por las economías de escala debidas a la fuerte competencia internacional entre los fabricantes, con lo que se podría alcanzar un 40% del total de la reducción de costes potenciales.
- La mejora esperable en el factor de capacidad: hará viables localizaciones que antes no lo eran por la insuficiente calidad del viento, estimándose que para una misma localización, la mejora del factor de capacidad permitiría reducir los costes normalizados de energía en torno a 1 c€/2010/kWh para parques instalados en 2020. Esto representaría aproximadamente el 50% del potencial de reducción en el coste de generación de la eólica terrestre de gran potencia.
- Los costes de operación: se le atribuyen el restante 10% del potencial de reducción estimado.

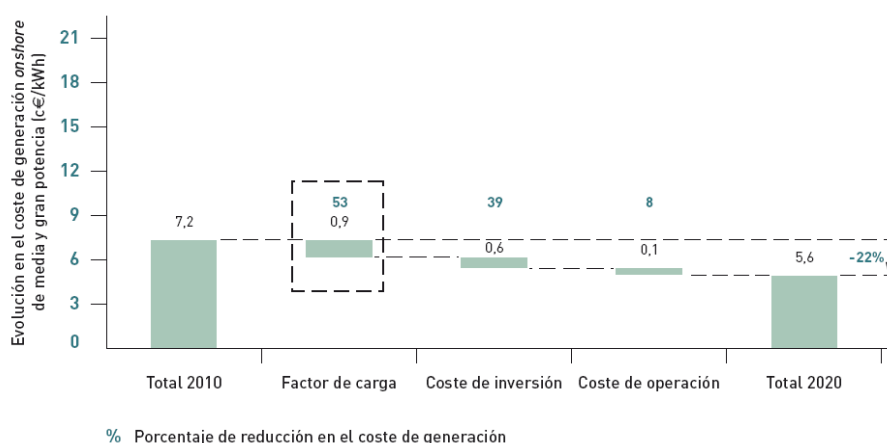


Figura 2.6.25.: Estimación de palancas de reducciones de coste de generación en un parque eólico Onshore en España (Fuente: IDAE, 2011).

Inversiones

Cap. 2- 340

en instalaciones eólicas Offshore.

En España, para datos de precios de 2010, las instalaciones de parques marinos Offshore suponen una inversión inicial de capital (CAPEX) de entre 1,8 y 3,9 Millones de €/MW para instalaciones tipo de 150 MW de potencia con una profundidad no superior a los 50 metros y utilizando anclaje al fondo marino mediante estructuras de base de cimentación por gravedad, monopilote, trípode, tripilotaje y estructura de celosía (Jacket) como únicas opciones técnicas viables en el horizonte hasta el año 2020. El rango de inversiones a realizar depende principalmente de varios factores (PER 2011-2020, IDAE, 2011):

- Potencia del aerogenerador y potencia total del parque eólico marino.
- Distancia a la costa del punto de conexión en tierra para la evacuación a la red.
- Profundidad de las aguas.
- Tipo de suelo marino.

La distancia a la costa determina el coste de compra e instalación del cable submarino, que se estima entre 3 y 3,5 Millones de € 2010/km para una potencia de hasta 400 MW.

En la Figura 2.6.26. se indican los costes medios de inversión de un parque eólico Offshore en España en miles de €/MW con 150 MW de potencia y con menos de 50 metros de profundidad de las aguas. Los principales capítulos de la inversión son los siguientes (PER 2011-2020, IDAE, 2011):

- Aerogenerador Offshore.
- El transporte e instalación en el parque marino.
- La obra civil de cimentación e instalación de la subestructura.
- La instalación eléctrica interna.
- La conexión eléctrica a la red.
- El proyecto de ingeniería.
- Los costes de promoción del parque eólico marino.

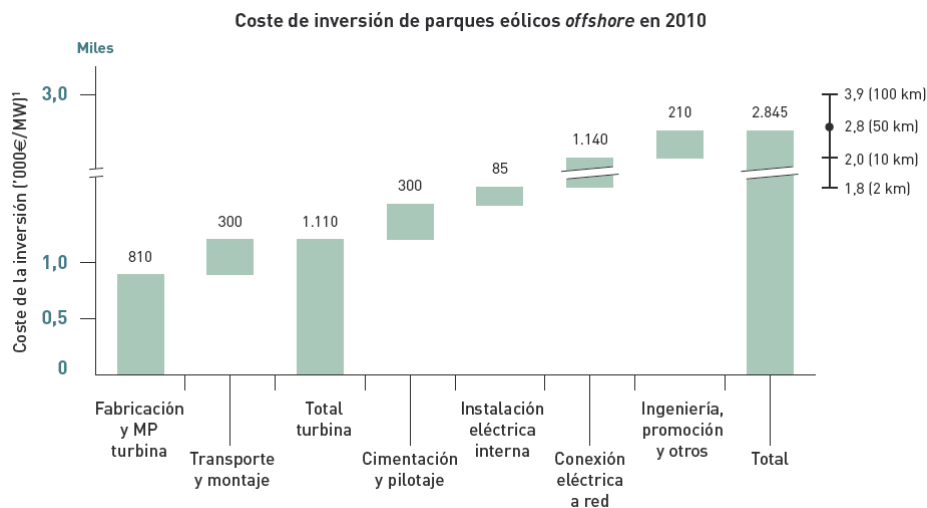


Figura 2.6.26. Estimación de los costes de inversión en un parque eólico Offshore en España de 150 MW de potencia con una profundidad menor de 150 m (Fuente: IDAE, 2011).

El coste de operación se calcula en ~110.000 €/2010/MW. El factor de capacidad medio para parques puestos en marcha en 2010 se ha estimado en ~3.300 horas anuales equivalentes de acuerdo con datos públicos de parques eólicos marinos operativos en Europa. El valor tomado como referencia tiene en cuenta la mayor frecuencia, intensidad y laminaridad del recurso eólico marino.

Las principales palancas para reducir los costes normalizados de generación de energía para la eólica marina Offshore son los siguientes (PER 2011-2020, IDAE, 2011) los cuales se indican en la Figura 2.6.27.):

- La mejora del factor de capacidad (o factor de carga): permitiría reducir los costes normalizados de energía en torno a 0,85 c€/ 2010/kWh para parques Offshore instalados en 2020, con un 44% de reducción potencial.
- El coste de inversión: por evoluciones tecnológicas en los aerogeneradores y en las técnicas de ejecución, transporte y montaje, que contribuye en torno a un 35% de la disminución de costes normalizados de energía (~1,6 c€/ 2010/kWh).
- Los costes de operación (0,85 c€/ 2010/kWh): un 20% de reducción adicional sería atribuible a ajustes esperables en los que hay mayor margen de reducción que en las instalaciones en tierra, siguiendo una curva de aprendizaje tecnológico.

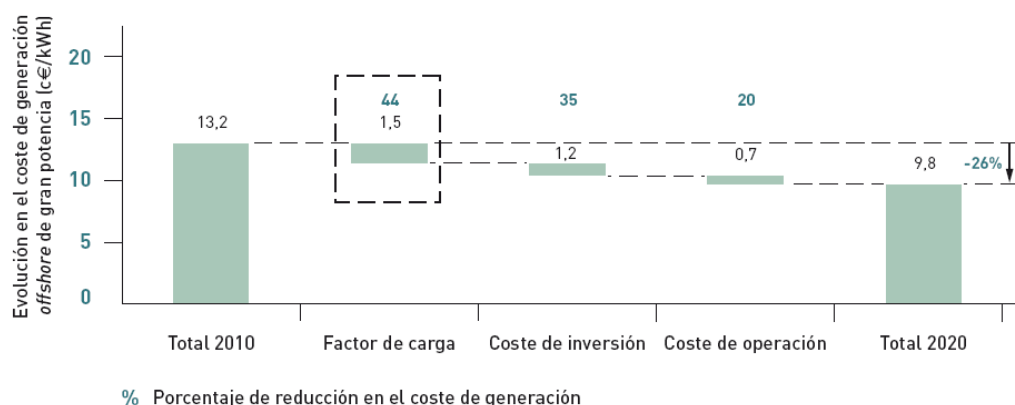


Figura 2.6.27. Estimación de palancas de reducciones de coste de generación en un parque eólico Offshore en España (Fuente: IDAE, 2011).

En relación a las inversiones en parques eólicos Offshore, otras fuentes consultadas (European Environmental Agency-EEA-, 2009) presentan datos históricos de estudios comparativos con los parques eólicos Onshore con la estimación de inversiones en €/kW y el desglose en los diferentes capítulos de

contribución a los costes totales. El rango de contribución en porcentaje de la inversión total en Offshore (ver Figura 2.6.28.) viene dominado por los costes invertidos en el aerogenerador Offshore (30– 50 %), la conexión a la red (15–30 %), la cimentación y subestructura (15–25 %) y la instalación (0–30%).

Table 6.1 Overview of cost estimates for onshore and offshore wind farms			
	Onshore (a)	Onshore (a)	Offshore (b)
	Share of total investment costs (%)	Typical share of other costs (%)	Share of total investment costs (%)
Turbine	74–82		30–50
Foundation	1–6	20–25	15–25
Installation	1–9	10–15	0–30
Grid connection	2–9	35–45	15–30
Consultancy	1–3	5–10	
Land	1–3	5–10	
Financial costs	1–5	5–10	
Road construction	1–5	5–10	
Others			8
Total turnkey investment costs	800–1 100 EUR/kW (b)		1 200–2 000 EUR/kW (b,c)

Figura 2.6.28. Estimación comparativa de costes de inversión en parques eólicos Onshore y Offshore como media del mercado europeo (Fuente: EEA, 2009).

En los parques eólicos Offshore los costes de la inversión están sujetos a una variación en función de dos factores como son (EEA):

- La distancia a la costa.
- El incremento de profundidad de las aguas.

De entre los costes de inversión hay varios elementos que son los más afectados por los dos factores mencionados:

- Los costes de instalación: a grandes distancias de la costa hay una serie de factores que afectan a los costes de instalación siendo los principales los siguientes:
 - Los costes del transporte: se incrementan en tiempo desde el puerto hasta el emplazamiento.
 - Las condiciones meteorológicas: con malas condiciones climáticas se suspenden las operaciones de Instalación en el emplazamiento.
- Los costes de conexión a la red eléctrica: hay una serie de factores que se ven afectados por la distancia a la costa siendo los principales los siguientes.
 - La instalación del cable submarino de conexión a la red: a mayor distancia a la costa, mayores costes de instalación.
- Los costes de la cimentación en el lecho marino y de la subestructura metálica: a mayor profundidad los costes se incrementan.

En la Figura 2.6.28A. se muestran los trabajos de investigación llevados a cabo por EEA (European Environmental Agency, 2009), para un parque tipo de 200 MW, con aerogeneradores de 2 MW, a 5 km de la costa y profundidad de 15 metros, con objeto de analizar el impacto en los costes totales y parciales de las inversiones en parques Offshore en función de la distancia a la costa y su influencia sobre los costes de transporte e instalación, donde se observa que los costes totales de la instalación van aumentando desde los 1800 €/kW para menos de 10 km de distancia hasta los 2878 €/kW para distancias de más de 200 km.

Table 6.3 Increase in offshore investment cost as function of distance to the coast								
		Distance to coast (km)						
		0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200
Cost (EUR/kW)	Turbine	772	772	772	772	772	772	772
	Foundation	352	352	352	352	352	352	352
	Installation	465	476	488	500	511	607	816
	Grid connection	133	159	185	211	236	314	507
	Others	79	81	82	84	85	87	88
	Total cost (EUR/kW)	1 800	1 839	1 878	1 918	1 956	2 131	2 534
Scale factor		1	1.022	1.043	1.065	1.086	1.183	1.408

Source: EEA, 2008.

Figura 2.6.28A. Estimación comparativa de costes de inversión en parques eólicos Offshore en función de la distancia a la costa (Fuente: EEA, 2009).

La influencia que presenta la profundidad de las aguas del emplazamiento Offshore en los costes de inversión se muestra en la Figura 2.6.29., donde se observa un incremento en los costes totales desde los 1800 €/kW para menos de 20 m de profundidad hasta los 2514 €/kW para profundidades de entre 40 y 50 m (EEA, 2009).

Table 6.4 Increase in offshore installation costs as a function water depth					
		Water depth (m)			
		10–20	20–30	30–40	40–50
Cost (EUR/kW)	Turbine	772	772	772	772
	Foundation	352	466	625	900
	Installation	465	465	605	605
	Grid connection	133	133	133	133
	Others	79	85	92	105
	Total cost (EUR/kw)	1 800	1 920	2 227	2 514
	Scale factor	1.000	1.067	1.237	1.396

Figura 2.6.29. Estimación comparativa de costes de inversión en parques eólicos Offshore en función de la profundidad del agua (Fuente: EEA, 2009).

Desglose de costes de inversiones en un parque eólico.

Desde el punto de vista financiero en el proyecto de construcción de un parque eólico es preciso llevar a cabo estudios previos de viabilidad técnica y económica que determinarán la factibilidad de su construcción (Endesa, 2007). El periodo de madurez de un parque eólico es muy elevado y puede ser de entre 1 y 7 años hasta el inicio de la construcción y explotación del mismo, y las principales fases que se deben llevar a cabo para un parque en tierra son fundamentalmente las siguientes:

- Creación de la sociedad que gestionará la construcción y explotación del parque eólico.
- Obtención de las licencias y autorizaciones administrativas para la construcción y explotación del parque eólico.
- Acuerdos con los propietarios de los terrenos y emplazamientos del parque eólico.
- Obtención de la financiación necesaria para la construcción del parque eólico.
- Ejecución de la obra civil.
- Ejecución de la infraestructura eléctrica.
- Suministro y montaje en el emplazamiento de los aerogeneradores.
- Operaciones de comisionado y puesta en marcha de la instalación eólica.

Todas estas actividades están condicionadas a la definición económica del proyecto del parque eólico. En lo relativo a la inversión, el parque eólico depende de varios factores que afectan a los aspectos de

viabilidad económica del mismo (Endesa, 2007):

- El recurso eólico del emplazamiento del parque eólico.
- La potencia unitaria de los aerogeneradores.
- La potencia total del parque eólico.

Adicionalmente hay que incluir otros factores de índole técnica que han ocasionado un incremento en los costes medios de las inversiones en los nuevos proyectos de parques eólicos, los cuales se indican a continuación (Endesa, 2007 y AEE, 2012):

- Aerogeneradores de mayor potencia unitaria y mayor diámetro de rotor.
- Aerogeneradores con mayor complejidad tecnológica: presentan paso variable, control de potencia reactiva, comportamiento frente a los requisitos de huecos de tensión.
- Costes más elevados para la integración a la red eléctrica.
- Tensión más elevada en el punto de conexión a la red eléctrica.
- Mayor flexibilidad y estabilidad en la operación de las subestaciones.
- Condiciones de operación del parque eólico más estrictas por parte de los operadores del sistema.
- Menor disponibilidad de emplazamientos con recurso eólico favorable: influyen en el nº de horas anuales equivalentes de funcionamiento que se pueden facturar, en la producción de energía en kWh y en la rentabilidad económica del parque.
- Mayores exigencias medioambientales.

En la Figura 2.6.30. se muestra como referencia el desglose de detalle de una inversión en un parque eólico Onshore en España (Endesa, 2007) con las diferentes partidas presupuestarias en Euros y el coste en €/kW.

CONCEPTO:	€/KW	€	% s/total
Aerogeneradores	1.847,90	46.199.075,00	73,11%
Desmontaje grúa	2,40	120.000,00	0,19%
Torres Anemométricas	1,40	70.000,00	0,11%
Obra Civil	78,13	3.906.580,00	6,18%
Sist. Telecontrol y control de reactiva	2,08	104.044,00	0,16%
Integr. Sist. Control de Endesa	4,00	200.000,00	0,32%
Infraestructura eléctrica MT	66,11	3.305.567,00	5,23%
subestación transformadora	57,70	2.884.850,00	4,57%
Línea de interconexión	85,46	4.273.196,00	6,76%
Licencias de obra	6,00	300.000,00	0,47%
Dirección de obra	4,80	240.000,00	0,38%
Seguimiento durante las obras	1,40	70.000,00	0,11%
Geotécnico y control	2,00	100.000,00	0,16%
Comprobación curva de potencia	1,34	65.200,00	0,10%
Fee de promoción	15,00	750.000,00	1,19%
Imprevistos y varios	12,00	600.000,00	0,95%
TOTAL INVERSIÓN	1.263,77	63.188.512,00	

Figura 2.6.30. Ejemplo de desglose de los costes de inversión en un parque eólico Onshore (Fuente: Endesa).

En la Figura 2.6.31. se muestra como referencia el desglose de detalle de una inversión en un parque eólico Offshore en Dinamarca (EWEA, 2009 y Risoe) con las diferentes partidas presupuestarias en €/MW y el porcentaje de coste de cada partida de la inversión.

	INVESTMENTS 1000 €/MW	SHARE %
Turbines ex works, including transport and erection	815	49
Transformer station and main cable to coast	270	16
Internal grid between turbines	85	5
Foundations	350	21
Design and project management	100	6
Environmental analysis	50	3
Miscellaneous	10	<1
TOTAL	1,680	~100

Source: Risoe

Figura 2.6.31. Ejemplo de desglose de los costes de inversión en un parque eólico Offshore en Nysted, Dinamarca (Fuente: EWEA y Risoe).

2.6.2.7. Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica.

Con posterioridad a la instalación de un parque eólico en su emplazamiento y cuando se ha comisionado el mismo cumpliendo todos los requisitos técnicos y legales se está en disposición de iniciar la producción de energía eléctrica en el mismo con objeto de inyectarla a la red. A partir de ese momento, como factores económicos y financieros del negocio, se deben considerar los costes de explotación y de mantenimiento del parque eólico los cuales se denominan con las siglas OPEX (*Operational Expenditure*). Dentro de los conceptos de operación y mantenimiento de aerogeneradores se deben incluir los de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo como los actualmente utilizados en el sector.

Como concepto a nivel de introducción en relación al mantenimiento de los aerogeneradores, tanto Onshore como Offshore, se indican a continuación (ver Figura 2.6.32.) los diferentes tipos de mantenimiento que se aplican a los mismos en el sector eólico (ECN, Obdam T. et al., 2007):

- **Mantenimiento correctivo:** es necesario llevarlo a cabo con objeto de reparar o sustituir los componentes averiados o dañados. Se subdivide a su vez en categorías en función del grado de planificación:
 - Mantenimiento correctivo planificado: está basado en la observación de la degradación de un sistema o componente que se espera que falle dentro de un periodo especificado y que se sustituye antes de que el fallo ocurra.
 - Mantenimiento correctivo sin planificar: es necesario después de que se produce un fallo de un sistema o componente del aerogenerador.
- **Mantenimiento preventivo:** es necesario llevarlo a cabo con objeto de prevenir que un sistema o componente no cumpla la función para la que ha sido diseñado. Se subdivide a su vez en categorías en función del grado de planificación:
 - Mantenimiento basado en la planificación: está basado en intervalos de mantenimiento fijos o en un nº fijo de horas de operación.
 - Mantenimiento basado en la condición: está basado en el estado de salud del sistema.

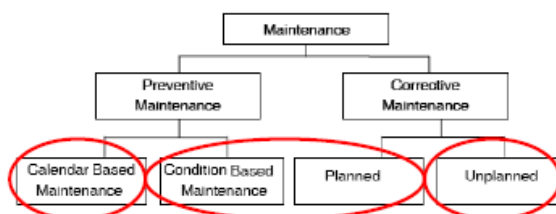


Figura 2.6.32. Esquema con los diferentes tipos de mantenimiento utilizados en los aerogeneradores (Fuente: ECN).

Mantenimiento predictivo: también se lleva a cabo y es necesario llevarlo a cabo con objeto de prevenir que un sistema o componente no cumpla la función para la que ha sido diseñado.

Dos factores son fundamentales dentro de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores, los cuales deben ser minimizados con objeto de reducir los costes OPEX, con objeto de evitar la aparición de paradas inesperadas de los aerogeneradores y de esta forma incurrir en costes de flujo cesante y pérdida de venta de electricidad que se podría haber producido (Milborrow D., 2010):

- Mantenimiento programado.
- Mantenimiento no programado.

El mantenimiento predictivo de los aerogeneradores es fundamental para poder contener los costes de operación y mantenimiento OPEX y el sistema de monitorización de la condición del aerogenerador en operación (CSM: *Condition Monitoring System*) es uno de los sistemas de gestión del mantenimiento más avanzados en la actualidad y es la base para prevenir fallos de componentes del aerogenerador y paradas totales del mismo. Para la detección prematura de fallos se utilizan sensores de vibración en multiplicadoras, generadores y tren de potencia, sistemas de contado de partículas en el aceite, monitorización acústica, etc. Los sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) son sistemas de control monitorizados a distancia que permiten complementar y ampliar las posibilidades del sistema CSM (*Condition Monitoring System*), proporcionando datos sobre las tendencias de comportamiento de los parámetros monitorizados y permiten detectar variaciones de la potencia del aerogenerador como signo de potenciales problemas.

Adicionalmente se están desarrollando sistemas de mantenimiento de gestión de la salud del sistema denominados *Health Monitoring System* (HMS), los cuales actúan mediante algoritmos informáticos y sensores para valorar los análisis de pronóstico del aerogenerador y sus componentes, pudiéndose de esta forma planificar las intervenciones de mantenimiento antes de que se produzca el fallo del componente. La investigación de estos sistemas de gestión del mantenimiento de aerogeneradores queda fuera del alcance de la presente tesis.

Como factores técnicos sujetos a controlar e inspeccionar dentro de los parámetros de mantenimiento tanto preventivo como predictivo están los siguientes componentes y parámetros del aerogenerador (Windpower Monthly, 2010):

- Sistema de control electrónico del aerogenerador.
- Multiplicadora: control de los niveles de aceite y cambio de filtros de aceite, sustitución de rodamientos de los ejes, sustitución de los filtros de aire.
- Transformador: inspecciones termográficas para la detección de puntos calientes e inspecciones visuales.
- Sistema de frenos: sustitución anual o periódica de las pastillas de freno.
- Rodamientos del eje principal: inspección, reparación o sustitución.
- Generador eléctrico: inspección, reparación de las escobillas y de los rodamientos del rotor. Reparación de devanados del rotor y del estator.
- Sistema de giro de la nacelle: engrasado periódico de las zonas móviles.
- Sistema de *pitch* o de actuación de giro de las palas: engrasado periódico de las zonas móviles.
- Palas: inspección visual de los bordes de ataque, limpieza de la pala y sus bordes de ataque.
- Subestructura metálica Offshore: inspección de daños en la estructura metálica, corrosión, desperfectos tanto en los tipos monopilote, trípode o torre de celosía.
- Cable submarino: inspecciones del conexionado y de daños en la cubierta del cable.
- Subestaciones Offshore: inspecciones periódicas según los planes de mantenimiento preventivo y predictivo.

Adicionalmente existen unos factores a tener en cuenta en relación a los costes de mantenimiento y operación de los aerogeneradores como son la disponibilidad teórica inherente del sistema y la disponibilidad operacional del aerogenerador (Milborrow D., 2010; ECN, Obdam T. et al., 2007):

- Disponibilidad teórica inherente: su valor teórico es del 99% de disponibilidad del aerogenerador. Considera el tiempo de mantenimiento correctivo y no tiene en cuenta el tiempo de Mantenimiento preventivo, el tiempo de logística y el tiempo administrativo y la fórmula que lo define es la expresada a continuación.

$$A_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

MTBF: *Mean Time Between Failure* (tiempo medio entre fallos).

MTTR: *Mean Time To Repair* (tiempo medio hasta la reparación).

- **Disponibilidad operacional:** su valor es del 98% de disponibilidad del aerogenerador. Considera el tiempo de mantenimiento correctivo y preventivo, el tiempo de logística y el tiempo administrativo y la fórmula que lo define es la expresada a continuación.

$$A_o = \frac{MTBM}{MTBM + MDT}$$

MTBM: *Mean Time Between Maintenance* (tiempo medio entre intervenciones de mantenimiento).

MDT: *Mean Down Time* (tiempo medio de parada de máquina).

Costes de operación y mantenimiento de aerogeneradores Onshore.

Los aerogeneradores Onshore con los actuales diseños disponen de una vida útil de diseño en operación de unos 20 años. En los aerogeneradores Onshore las intervenciones planificadas de mantenimiento son entre una y dos veces por año.

El coste de operación y mantenimiento de parques eólicos Onshore (IDAE, 2011) se calcula en aproximadamente 45000 €/MW (para precios del año 2010), habiéndose mantenido prácticamente constante en España en la primera década del siglo XXI. Los costes de operación y mantenimiento de aerogeneradores Onshore en el año 2010 son típicamente del orden de entre un 2% y un 3% del total del coste total de instalación anual en los primeros 5 años de operación y de hasta un 5% para los años finales de la misma (EWEA y Krohn S., Morthorst P., Awerbuch S., 2009). En la Figura 2.6.33. se presenta una comparativa del sector eólico sobre los costes medios de operación y mantenimiento en €/MWh en Alemania, Reino Unido y USA (Windstats) hasta 2006 donde el rango de costes varía desde los 15 €/MWh en USA hasta los 20,6 €/MWh. Los últimos datos disponibles hasta 2010 en la Agencia Internacional de la Energía (IEA) con información de 12 países diferentes presentan un rango de costes entre 7 y 26 €/MWh.

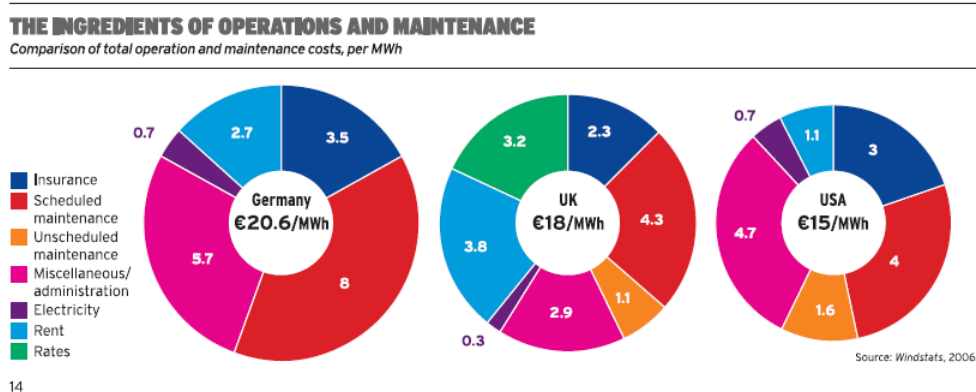


Figura 2.6.33. Datos estimados de los costes en €/MWh medios de operación y mantenimiento (OPEX) en Alemania, Reino Unido y USA de un parque eólico Onshore tipo (Fuente: Windstats).

La distribución típica de los costes medios de operación y mantenimiento (OPEX) de aerogeneradores Onshore durante un año se muestra en la Figura 2.6.34., teniendo en cuenta los valores medios obtenidos instalaciones en países como Alemania, España, Dinamarca y Reino Unido y está constituida por los siguientes factores (EWEA y Krohn S., Morthorst P., Awerbuch S., 2009):

- **Costes de equipamiento y reparación:** constituyen el 26% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de componentes y equipamiento del aerogenerador Onshore y su reparación o intervención.

- Costes de administración: constituyen el 21% de los costes totales del OPEX. Incluyen los gastos de gestión generados por la operación y explotación del parque.
- Costes de alquiler del terreno: constituyen el 18% de los costes totales del OPEX. Incluyen los gastos generados por el alquiler y el uso del terreno del emplazamiento, generados por la operación y explotación del parque.
- Costes de Seguros: constituyen el 13% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de aseguramiento del parque y de su explotación.
- Costes de conexión a la red: constituyen el 5% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes asociados a la conexión a la red en tierra y a su mantenimiento.
- Costes misceláneos: constituyen el 17% de los costes totales del OPEX. Incluyen costes de varios categorías agrupadas tales como son los de costes de personal especializado de mantenimiento y reparación de los aerogeneradores Onshore, costes de mantenimiento predictivo, costes generales de explotación, costes de distribución del material de reparación, costes de inventarios de componentes de recambio, coste de los recursos informáticos de gestión de la base de datos, costes de equipos de pruebas y ensayos, coste de la gestión de datos técnicos y manuales de operación y mantenimiento, costes de reciclaje, etc.

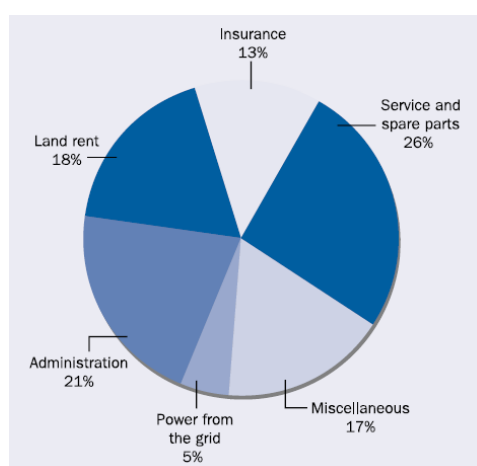


Figura 2.6.34. Estructura estimada de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Onshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos (Fuente: EWEA y DEWI).

Costes de operación y mantenimiento de aerogeneradores Offshore.

Los aerogeneradores Offshore con los actuales diseños disponen de una vida útil de diseño en operación de unos 20 años. A diferencia de los aerogeneradores Onshore donde las intervenciones planificadas de mantenimiento son entre una y dos veces por año, en los de tipo Offshore el objetivo es una intervención anual o semestral según los casos debido a los costes asociados en cuanto a alquiler de barcos, transporte, costes de personal especializado, etc.

Los costes de operación y mantenimiento de aerogeneradores Offshore en el año 2010 son típicamente del orden de un 31 % del total del coste de capital anual (Douglas-Westwood, 2010).

En el estado actual de desarrollo de la tecnología, en el caso de parques Offshore, se producen en la operación real en los emplazamientos múltiples paradas en cada trimestre debidas no previstas como mantenimiento planificado fundamentalmente a fallos en los sistemas de sensores, conexiones eléctricas, sistemas de control, multiplicadoras, generadores y palas. Adicionalmente la disponibilidad (porcentaje de tiempo sin fallos o paradas del aerogenerador) en Offshore se sitúan de media entre el 80 y el 90%, por debajo del 97% que es la media de Onshore (Douglas-Westwood, 2010).

La distribución típica de los costes medios de operación y mantenimiento (OPEX) de aerogeneradores Offshore durante un año se muestra en la Figura 2.6.35. y está constituida por los siguientes factores (Douglas-Westwood, 2010):

- Costes de Equipamiento: constituyen el 53% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de

componentes y equipamiento del aerogenerador Offshore y de la subestructura que son reemplazados o reparados.

- Costes de Seguros, mantenimiento de conexión a la red y gastos de emplazamiento: constituyen el 24% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de aseguramiento, los costes asociados a la conexión a la red y a su mantenimiento, los costes generados por la utilización del emplazamiento marino.
- Costes de acceso del personal: constituyen el 9% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de transporte del personal de mantenimiento para acceder al emplazamiento, el cual se realiza mediante barcos o helicópteros. El acceso en helicóptero mejora la disponibilidad del parque aunque los costes son más elevados que en el caso del transporte por barco.
- Costes de personal: constituyen el 6% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes del personal especializado de mantenimiento y reparación de los aerogeneradores Offshore.
- Barcos de instalación y reparación: constituyen el 8% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de alquiler o contrato de utilización de los barcos especializados para llevar a cabo las reparaciones e instalación de componentes. Debido a la alta demanda y a la escasez de los mismos es preciso proceder a realizar reservas con un año de antelación como mínimo.

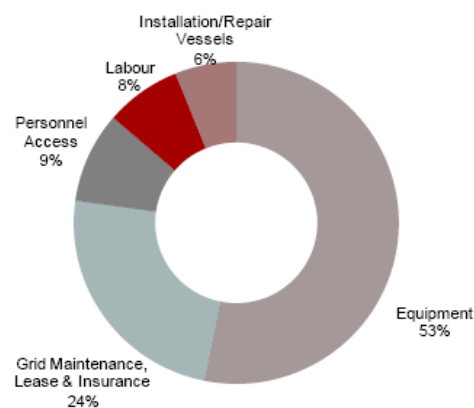


Figure 17: O&M Cost Share

Source: Douglas-Westwood

Figura 2.6.35. Estructura estimada de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos (Fuente: Douglas-Westwood, 2010).

Otras fuentes consultadas indican que el coste de operación de parques eólicos Offshore (IDAE, 2011) se calcula en aproximadamente 110000 €/MW (para precios del año 2010). El factor de capacidad medio para parques puestos en marcha en 2010 se ha estimado en ~3.300 horas anuales equivalentes de acuerdo con datos públicos de parques eólicos marinos operativos en Europa. Estos costes se han calculado para un parque eólico tipo Offshore de 150 Mw de potencia con aerogeneradores de 3 MW, con 60 m de altura de buje, en un emplazamiento a 60 km de la costa con aguas de profundidad máxima de 40 m y conectado a la red eléctrica mediante una red HVDC (*High Voltage Direct Current*) y considerando unos costes de aseguramiento del 1,5% del coste total de la inversión (Ver Figura 2.6.36.).

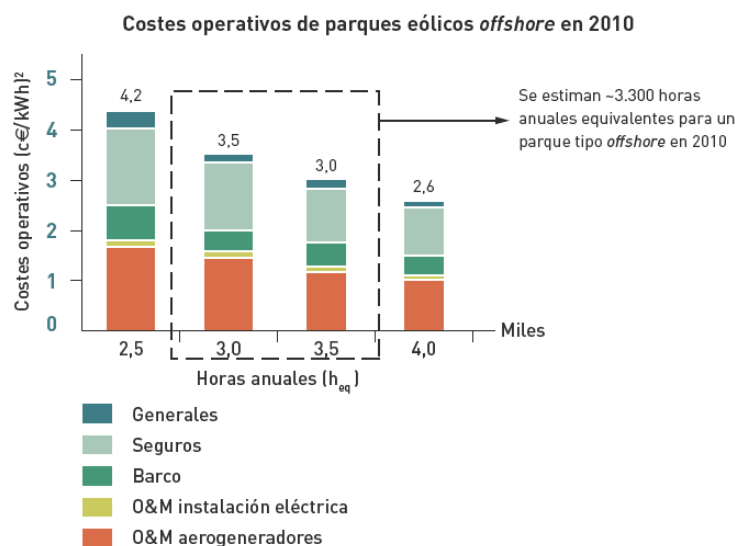


Figura 2.6.36. Estructura estimada de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) en 2010 de un parque eólico Offshore tipo con el detalle de costes en % de los diferentes conceptos (Fuente: IDAE).

Los factores que se mencionan a continuación presentan una influencia relevante adicional en la estructura de los costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores (Endesa, 2007):

- **Tipo de sistema de mantenimiento seleccionado:** los costes de operación y mantenimiento resultantes están en función del tipo de contrato de mantenimiento seleccionado por el operador del parque eólico que pueden ser los siguientes.
 - Mantenimiento integral: incluye todas las operaciones de operación y mantenimiento.
 - Operación propia del parque y realización del mantenimiento por una compañía externa.
 - Control directo del mantenimiento y gestión de los repuestos.
- **Garantías:** en los costes de mantenimiento hay que tener en cuenta la existencia de garantías del aerogenerador y de los componentes. Los factores a considerar que influyen en los costes son:
 - Alcance de las garantías de suministro.
 - Periodo de vigencia de las garantías.
- **Costes de seguimiento medioambiental:** los costes son muy variables y varían entre países y entre regiones. Los factores a considerar que influyen en los costes son:
 - Seguimiento de avifauna y de especies acuáticas.
 - Control de ruidos.
 - Control sobre la calidad de las aguas tanto terrestres como marinas.
 - Operaciones de re-vegetación de la zona del emplazamiento en tierra.
 - Gestión de los residuos generados: aceites, componentes, etc.
 - Desmantelamiento de la instalación al final de la vida útil.
- **Coste del aseguramiento:** para los conceptos mencionados a continuación.
 - Avería del aerogenerador.
 - Pérdidas del beneficio de explotación por avería.
 - Lucro cesante por avería del aerogenerador: son los costes aplicados por el cliente final del aerogenerador debido a paradas en el funcionamiento del aerogenerador debido a fallos en el mismo y que ocasionan la parada del mismo.
 - Robo en las instalaciones.
 - Responsabilidad civil.
- **Costes de seguridad de las personas:** cumplimiento de las regulaciones y legislación nacional.
- **Diseño del aerogenerador para la fiabilidad:** en función del tipo de diseño el mantenimiento del aerogenerador se realiza en función de garantizar la máxima disponibilidad y de prolongar la vida operativa útil del aerogenerador.
- **Gestión de existencias de repuestos:** si están cercanos al parque se obtiene una reducción del periodo de inactividad de los aerogeneradores por averías.
- **Programas de mantenimiento preventivo:** se puede realizar en función de las características

específicas del parque eólico, obteniendo reducciones en los costes de explotación y disminuyendo el riesgo de las intervenciones de mantenimiento.

- Contratación de servicios de mantenimiento: contratos basados en la mejora de la gestión y en el rendimiento de la empresa contratista del mantenimiento, obteniéndose reducciones de costes y mejora del servicio.

2.6.2.8. Costes y precio de la energía eólica.

El coste de la energía eólica y de la electricidad producida mediante aerogeneradores, tanto en parques terrestres como marinos, viene determinado por una serie de factores tanto técnicos, como económicos y legislativos o regulatorios. El precio medio de la electricidad en el mercado mayorista es el precio objetivo que la generación eólica debe conseguir para poder competir en paridad de costes e igualdad de condiciones con el resto de fuentes de generación de energía (AEE, 2011).

La producción de electricidad de origen eólico que se incorpora a la red de distribución eléctrica genera un incremento del suministro, tal y como se indica en la Figura 2.6.37., lo cual desde el punto de vista de la teoría económica de la curva de demanda y suministro (Schiller B.R., 1994) debería producir una disminución en el precio €/MWh de la electricidad en el mercado eléctrico (Morthost P. E., Sudeshna R. et al., EWEA, 2010). Asimismo como señalan los autores referenciados y según la Figura 2.6.37., la aportación de la energía eólica a la red produce un efecto de exceso de capacidad disponible en la franja nocturna. Otro factor de influencia sobre la curva de suministro y sobre el precio de la electricidad es el efecto del régimen de viento en función de la franja horaria, reduciéndose el precio de la misma si hay mayor aportación de electricidad a la red por incremento del suministro.

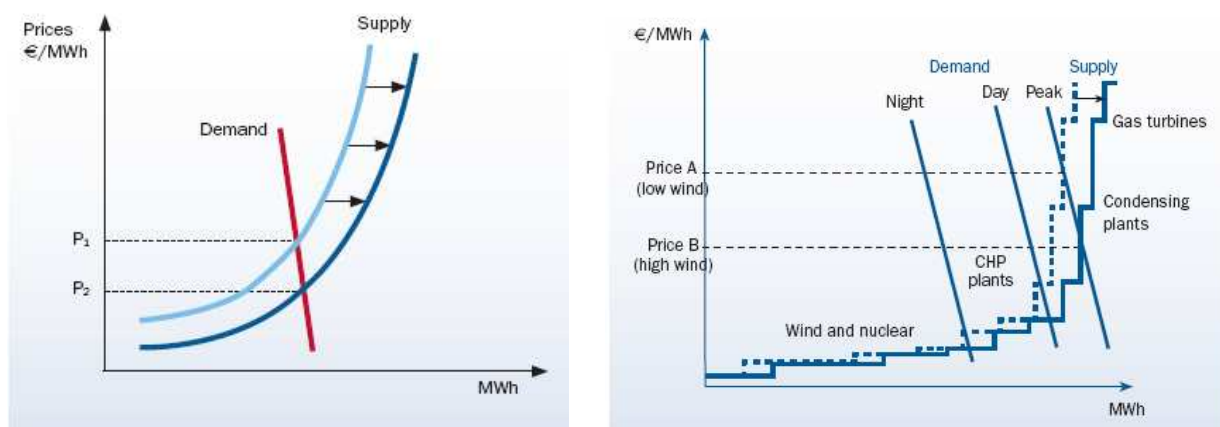
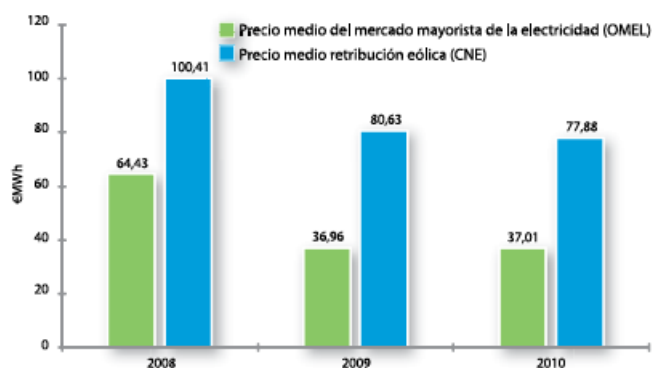


Figura 2.6.37. Curva de demanda y suministro de energía eléctrica (izda.) y gráfico de demanda y suministro de energía eléctrica en función del régimen de velocidad de viento y de la franja horaria, a la dcha. (Fuente: Morthost, P. E., Sudeshna R. et al., EWEA).

Precio de la electricidad y coste de las primas eólicas.

Como resultado de la investigación, tomando como referencia dentro de la UE el sector eólico en España, el precio medio de la electricidad en España en 2010, según OMEL y CNE, ha sido de 37,01 €/MWh en el mercado mayorista de la electricidad (Figura 2.6.38.). Se indica también el precio medio con el que se ha retribuido a la energía eléctrica de origen eólico con 77,88 €/MWh en el año 2010 incluyendo las primas reguladas en la legislación vigente.

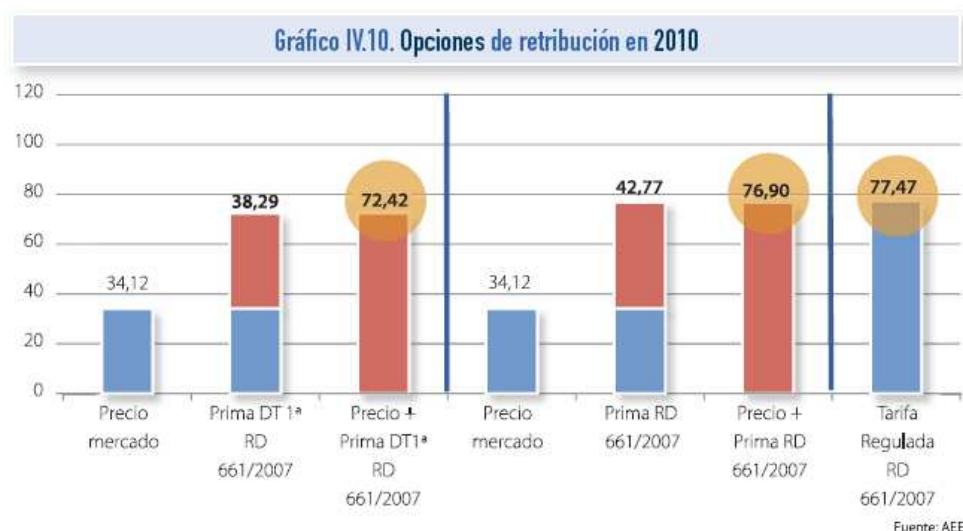
Gráfico 13. Precio medio del mercado mayorista de la electricidad y retribución eólica.



Fuente: Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) y Comisión Nacional de la Energía (CNE)

Figura 2.6.38. Gráfica del precio medio del mercado mayorista de electricidad y datos de la retribución eólica en 2010 en España (Fuente: AEE, OMEL y CNE)

En el caso de las primas a la energía eólica, según publica AEE y Deloitte (Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España, Informe Septiembre 2011), se muestran las diferentes opciones de remuneración de la electricidad en función del tipo de origen de la misma y del tipo de apoyo económico público aplicable según la legislación (ver Figura 2.6.39.).



Fuente: AEE

Figura 2.6.39. Gráfico de las diferentes opciones de retribución de la electricidad en 2010 en España y datos de la retribución eólica en función de la legislación aplicable (Fuente: AEE).

En el gráfico de la Figura 2.6.39. se representa la remuneración para las tres diferentes opciones (Precio mercado+Prima DT1ª RD 661/2007; Precio mercado+Prima RD 661/2007; Tarifa Regulada RD 661/2007), observándose que, frente a lo que ha sido la tendencia histórica, la remuneración de la Prima en la Disposición Transitoria 1ª (DT 1ª) ha sido inferior a las del Real Decreto RD 661/2007. Esta opción se mantuvo para garantizar la rentabilidad de los parques en marcha ante el carácter eminentemente retroactivo del citado RD. En media anual, la retribución de las instalaciones eólicas acogidas a la opción de mercado de la Disposición Transitoria 1ª se ha situado en 72,42 €/MWh, siendo inferior que la retribución de las instalaciones acogidas a la opción de mercado del Real Decreto 661/2007 que ha sido de 76,90 €/MWh. Por otro lado, la tarifa regulada de dicho RD es de 77,471 €/MWh para el año 2010, siendo por tanto la mayor de las tres opciones (AEE y Deloitte, 2011).

En la Figura 2.6.40., como referencia, se indica la evolución de la retribución de la energía eólica en España según el precio del mercado en el año 2011 (AEE y Deloitte, 2011), incluyendo los máximos valores retribuidos sumando el precio de mercado más la prima correspondiente a la legislación en valores máximos de €/MWh. Hasta diciembre del año 2012 se mantiene vigente la legislación aplicable en concepto de primas a retribuir a la electricidad de origen eólico terrestre.

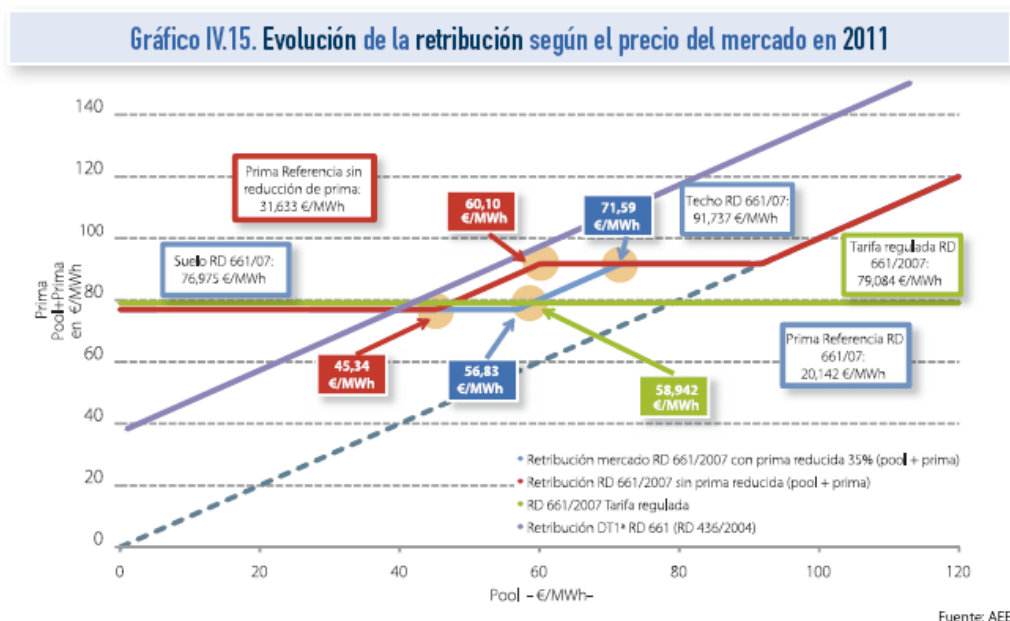


Figura 2.6.40. Gráfico de la evolución de la retribución de la energía eólica en España en 2011 en función de la legislación aplicable (Fuente: AEE).

Según el Real Decreto 1614/2010, artículo 5, se ha establecido que desde el 1 de enero del 2011 y hasta el 31 de diciembre de 2012, se establecen como valores de prima de referencia, los correspondientes a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto (valores del año 2010) multiplicados por 0,65. Por tanto, durante el año 2011 y 2012, la prima de referencia será un 65% de la prima de referencia del año 2010, es decir, será de 20,142 €/MWh, tal y como refleja el gráfico de la Figura 2.6.40. Esto significa que, para precios del mercado entre 45,34 €/MWh y 71,59 €/MWh, la retribución se verá reducida en ese 35% de prima de referencia, aproximadamente en 11 €/MWh.

Respecto a la retribución de la energía eólica marina (Offshore) mediante las primas aplicables según la legislación vigente en España, estas se muestran en la Figura 2.6.41. para el periodo 2007 al 2011. En cuanto a los parámetros para el cálculo de la retribución de las instalaciones eólicas marinas en 2011, según la Orden 3519, se establece un límite superior de 177,144 €/MWh y una prima máxima de referencia de 91,041 €/MWh.

Tabla V.03. Evolución de los parámetros para el cálculo de la retribución eólica offshore según el Real Decreto 661/2007. 2007-2011

Unidades: €/MWh	2007	2008	2009	2010	2011
Prima máxima de referencia	84,3	87,124	90,004	89,184	91,041
Límite superior	164	169,494	169,494	173,502	177,114

Fuente: Elaboración AEE

Figura 2.6.41. Gráfico de la retribución de la energía eólica marina en España hasta 2011 en función de la legislación aplicable (Fuente: AEE).

Como resumen, según se publica por el IDAE (PER 2011-2020, IDAE, 2011), el coste actual en 2011 de la generación eléctrica a partir de la tecnología eólica en España se estima entre 5,9 y 9,1 c€/2010/kWh para instalaciones en tierra (correspondiente a un rango entre 2.900 y 1.900 horas anuales equivalentes respectivamente) y entre 9,2 y 13,2 c€/2010/kWh para instalaciones marinas (correspondiente a un rango entre 2 y 50 km de distancia a la costa respectivamente, y 3.300 horas anuales equivalentes, basado en los parques eólicos marinos existentes en el mundo).

En base a los datos anteriores obtenidos en la investigación del estado actual del asunto, se indica por parte de IDAE en el Plan de Energías Renovables (PER 2011-2020), que con los datos de costes de generación de electricidad por medios eólicos, con la tecnología actual disponible y su evolución dentro de los años próximos la estimación de alcanzar la competitividad, a precios de mercado de la electricidad sin primas o ayudas económicas públicas, de la energía eólica con otras tecnologías se producirá a partir del año 2017 en la energía eólica terrestre Onshore y a partir del año 2020 en la energía eólica marina Offshore (ver Figura 2.6.42. con comparativas de diferentes tecnologías renovables).

Tabla 7.4: Estimación de la entrada en competitividad de las tecnologías renovables eléctricas según la estimación del precio del mercado

	Hasta 2020	2021-2030	Después 2030
Minihidráulica	2015		
Eólica terrestre	2017		
Eólica marina	2020		
Fotovoltaica suelo		2023	
Geotermia convencional		2024	
Fotovoltaica techo		2024	
Solar termoelectrónica		2026	
Energías del mar		2026	
Biomasa b.8.2		2027	
Residuos		2028	
Biogás >50 Nm3/m3			>2030
Biomasa b.6.2, b.6.3, b.8.1			>2040
Geotermia estimulada (EGS)			>2040
Biogás >30 Nm3/m3			>>2050
Biomasa b.6.1			>>2050
Biogás >12 Nm3/m3			>>2050

Figura 2.6.42. Esquema con los años estimados por IDAE de entrada en competitividad de la energía eólica (Fuente: PER 2011-2020, IDAE).

En la Figura 2.6.43. se indica la estimación hasta el año 2030 del Ministerio de Industria de España e IDAE respecto a los costes normalizados anuales de generación de electricidad (en c€/2010/kWh) por la energía eólica terrestre y marina, entre otras. Se observa a partir del año 2011 una disminución más acusada de los costes en el caso de eólica Offshore, aunque siendo dicho coste siempre superior al de la energía eólica Onshore.

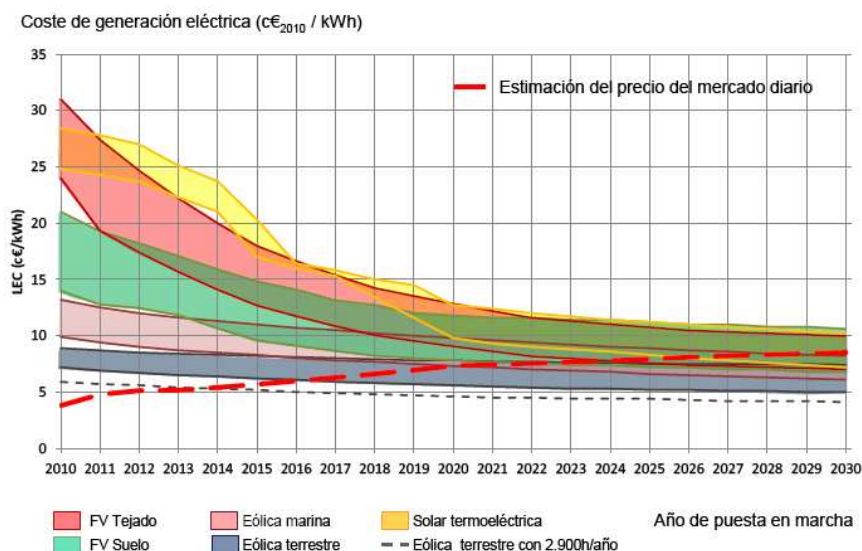


Figura 2.6.43. Gráfico con la comparación de los costes normalizados anuales y la estimación del precio del mercado eléctrico para la tecnología eólica (Fuente: PER 2011-2020, IDAE).

La estimación del Ministerio de Industria de España e IDAE en relación a los sobre costes del sistema eléctrico debido a las energías renovables, entre ellas la eólica, se muestran en la Figura 2.6.44. El sobre coste generado se ha acumulado a lo largo de los años por parte de las compañías comercializadoras de electricidad por el denominado déficit de tarifa, el cual crea una situación financiera cuya solución debe ser tratada entre la administración pública y las comercializadoras (PER 2011-2020, 2011).

Las primas y subvenciones a las energías renovables son las que ocasionan parcialmente la situación actual, ya que aunque estas favorecen la implantación de las tecnologías renovables presentan un impacto muy relevante en los costes totales de la factura eléctrica de las distribuidoras y comercializadoras. En la Figura 2.6.45. se indica el peso estimado, en porcentaje sobre el total, de las primas equivalentes de las energías renovables sobre los costes totales del sistema en el periodo 2010-2020 (IDAE, 2011).

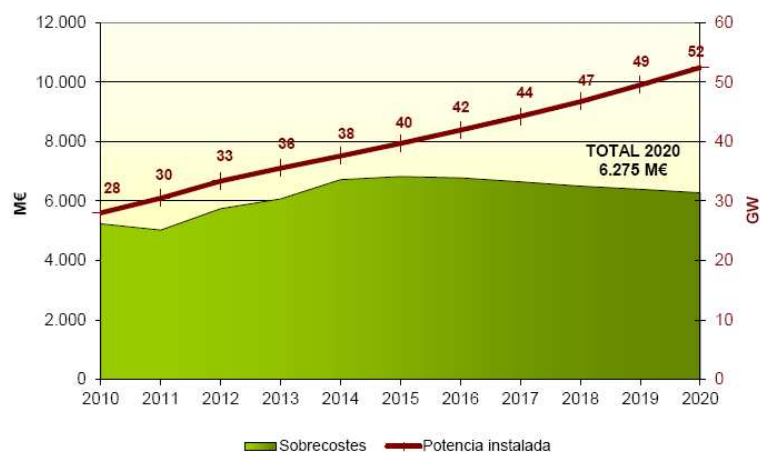


Figura 2.6.44. Gráfico con la estimación de los sobre costes del sistema eléctrico debido a las subvenciones a las energías renovables en el periodo 2010-2020 (Fuente: PER 2011-2020, IDAE).

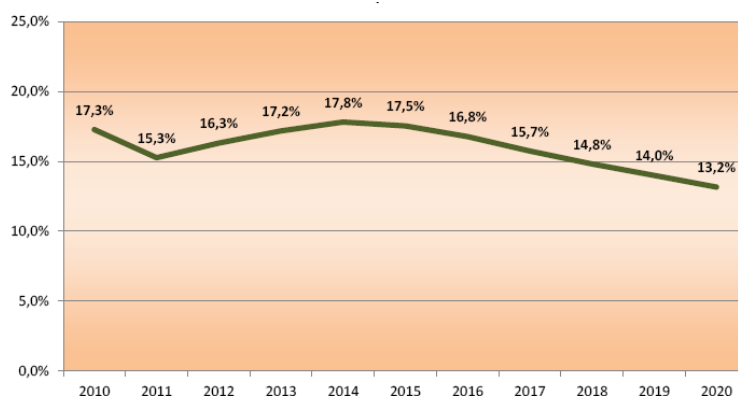
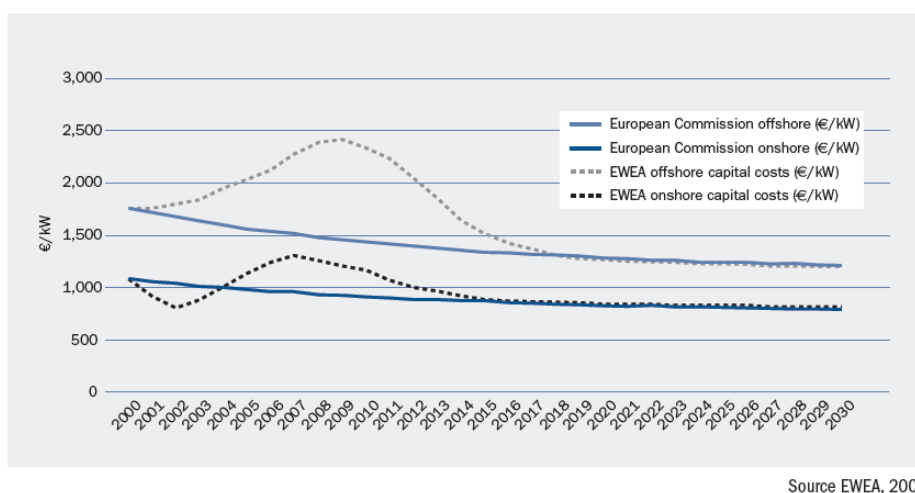


Figura 2.6.45. Gráfico con el peso estimado en % de las primas equivalentes de las energías renovables en España sobre los costes totales del sistema en el periodo 2010-2020 (Fuente: PER 2011-2020, IDAE).

Precio por MW eólico.

Un concepto muy extendido en el mercado eólico es el del precio medio en Euros del MW (o del Kw) producido por un aerogenerador como base de comparación entre las diferentes áreas geográficas como Europa, Asia y América. En Europa el organismo EWEA (European Wind Energy Association) ha realizado una serie de estimaciones y proyecciones del coste en €/kW de la energía eólica, tanto Onshore como Offshore, partiendo de los datos disponibles a partir del año 2000 (ver Figura 2.6.46.) donde se contrastan los datos de EWEA y los de la Comisión Europea. Se deduce de los datos aportados una disminución progresiva del coste en €/kW hasta el año 2030 (PER 2011-2020, IDAE, 2011).



Source EWEA, 2007

Figura 2.6.46. Gráfico con el coste estimado en €/kW de las energías eólicas Onshore y Offshore (Fuente: Comisión Europea y EWEA).

Otro de los factores relevantes a tener en cuenta a la hora de calcular los costes por kWh de una instalación eólica es que deben ser calculados en función del régimen de viento existente en el emplazamiento seleccionado (Krohn S., Morthorst P., Awerbuch, S., 2009). En la Figura 2.6.47. se presenta una estimación realizada por EWEA para diferentes regimenes de viento (bajo, medio, costero) de los costes que se obtendrían en c€/kWh, así como la variación de ese coste para diferentes costes de instalación en €/kW. Se observa un descenso del coste de la energía producida en relación al incremento del régimen de viento medio del emplazamiento.

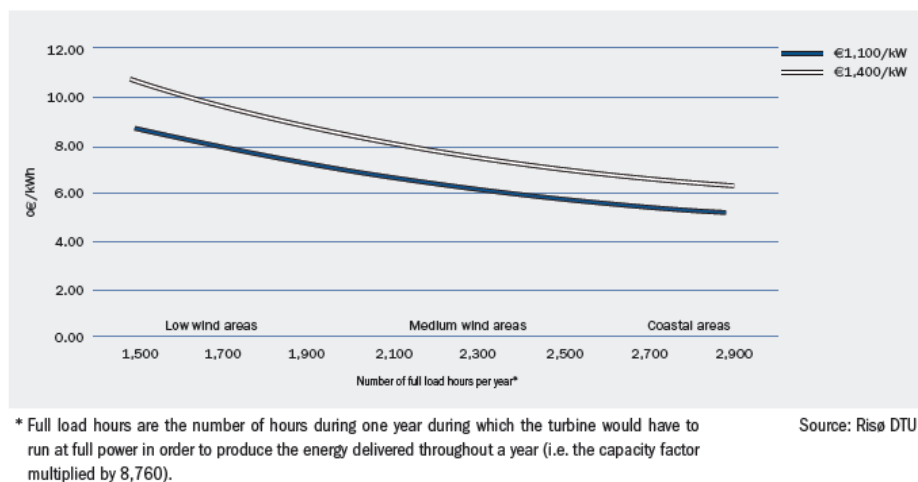


Figura 2.6.47. Gráfico con la estimación de costes por c€/kWh de potencia eólica Onshore generada en función del régimen de viento y del emplazamiento del parque eólico (Fuente: EWEA, y RISØ DTU).

Como síntesis se indican los factores relevantes en el cálculo del precio por MW eólico:

- Precio medio del aerogenerador en Euros del MW o del Kw (c€/kW).
- Precio medio del aerogenerador (c€/kWh) calculados en función del régimen de viento existente en el emplazamiento viento (bajo, medio, costero).

Según publica IDAE en el nuevo Plan de energías Renovables (PER 2011-2020, IDAE, 2011), el coste actual de la generación eléctrica a partir de la tecnología eólica en España se estima entre 5,9 y 9,1 c€ 2010/kWh para instalaciones eólicas en tierra (correspondiente a un rango entre 2.900 y 1.900 horas anuales equivalentes respectivamente) y entre 9,2 y 13,2 c€ 2010/kWh para instalaciones marinas (correspondiente a un rango entre 2 y 50 km de distancia a la costa respectivamente, y 3.300 horas anuales equivalentes, basado en los parques eólicos marinos existentes en el mundo).

Los costes normalizados de energía medios para los parques eólicos en tierra puestos en marcha en España durante 2010 se estiman alrededor de los 7,7 c€ 2010/kWh, correspondientes a instalaciones que rindan unas 2.200 horas anuales equivalentes netas, ubicadas en emplazamientos con menor recurso que el de los primeros parques instalados en España (IDEA, 2012). Las re-potenciaciones que tengan lugar en el corto plazo podrán generar, con la tecnología eólica actual, un mínimo de 2.500 horas anuales equivalentes de electricidad de valor medio (ganancia de producción en torno al 20% respecto a las instalaciones desmanteladas).

En el caso de los aerogeneradores Offshore, en los parques eólicos marinos hay varios factores que influyen de manera relevante en los costes normalizados de la energía producida (*Levelized Cost of Energy*), como son:

- La distancia a la costa.
- El factor de capacidad del aerogenerador y de la instalación en total.
- Las horas anuales equivalentes de producción de energía

En la Figura 2.6.48. se muestra la sensibilidad de los costes normalizados de la energía eólica Offshore en función de las horas anuales equivalentes de producción de energía, y en función de la distancia a la costa. Se observa un descenso de los costes en c€/kWh si se incrementan las horas anuales equivalentes de producción de energía y a mayor distancia de la costa mayores costes de generación de la energía (IDEA, 2012).

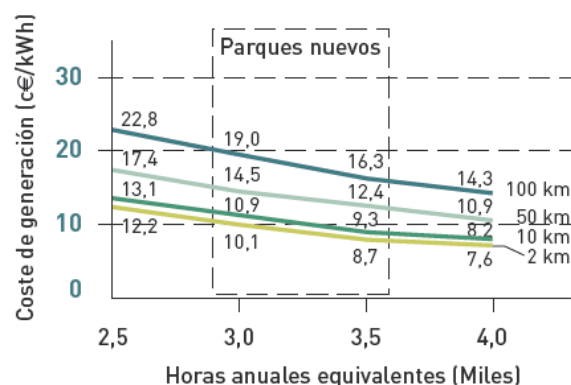


Figura 2.6.48. Gráfico con la sensibilidad de los costes normalizados de la energía eólica Offshore en función de las horas anuales equivalentes de producción de energía y en función de la distancia a la costa. (Fuente: IDAE).

La previsión del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de España, a través del IDAE, en cuanto a los costes normalizados de generación de energía eléctrica en c€/kWh (con precios de 2010) por medio de aerogeneradores Offshore se muestra en la Figura 2.6.49., en función de la distancia a la costa para un parque marino tipo de 150 MW de potencia, siendo previsible una disminución progresiva de los mismos hacia el año 2020 hasta unos costes similares a los de la energía eólica Onshore actual. Estos costes de generación presentan una sensibilidad muy elevada a la disponibilidad de emplazamientos en las costas españolas con unas 3300 horas equivalentes de funcionamiento neto.

Parque eólico marino	Coste de generación (c€2010/kWh)										
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Instalación de 150 MW situada a 50 km de la costa	13,2	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	10,7	10,5	10,2	10,0	9,8
Instalación de 150 MW situada a 10 km de la costa	9,9	9,4	9,0	8,7	8,5	8,3	8,0	7,8	7,7	7,5	7,3

Figura 2.6.49. Gráfico con la evolución prevista de los costes normalizados de la energía eólica Offshore en España en función de la distancia a la costa. (Fuente: IDAE).

Precios medios de aerogeneradores en €/MW.

Como referencia del mercado europeo hay agencias económicas (Bloomberg New Energy Finance, 2012) que publican periódicamente datos del precio medio de los aerogeneradores los en millones de Euros por MW: los datos que han presentado para la primera mitad del año 2011 son de un precio medio de 1,08 millones de €/MW para aerogeneradores Onshore, y de precios para la segunda mitad del año 2011 y entregas en 2013 de 910000 Euros por MW, todo ello desde un precio de partida de 1,24 millones de Euros por MW en el año 2008.

Otras fuentes consultadas (MAKE Consulting, 2011 y 2012) presentan informes sobre la evolución hasta el año 2010 del precio medio del MW en Europa y Estados Unidos en comparación con el precio en China (Figura 2.6.50.) y la estimación de precios para el año 2011. Los datos presentados en el gráfico se corresponden con aerogeneradores Onshore de entre 1,5 y 2 MW de potencia, entregados en el almacén del fabricante (*Exworks*) y en el caso de China suministrados sin torre. Se observa un menor precio medio de los aerogeneradores en China respecto a Europa y Estados Unidos.

Figure 2 Turbine Price Evolution

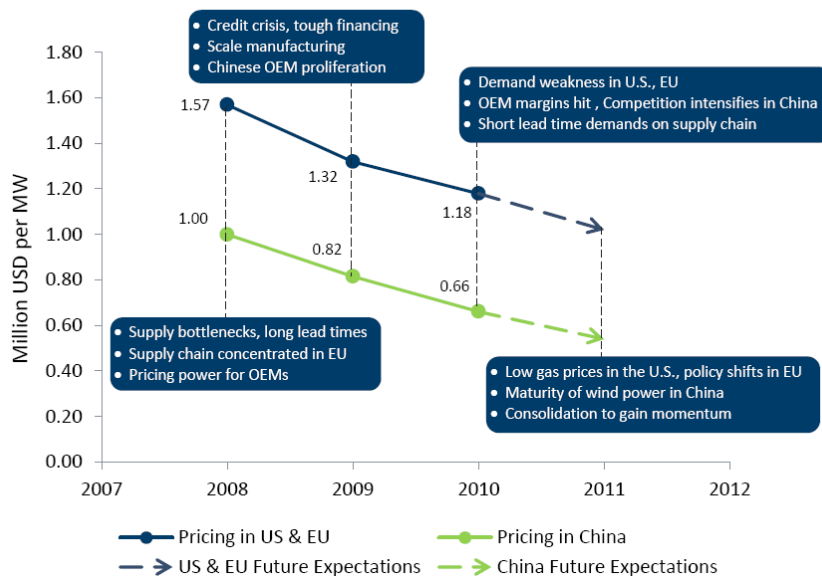
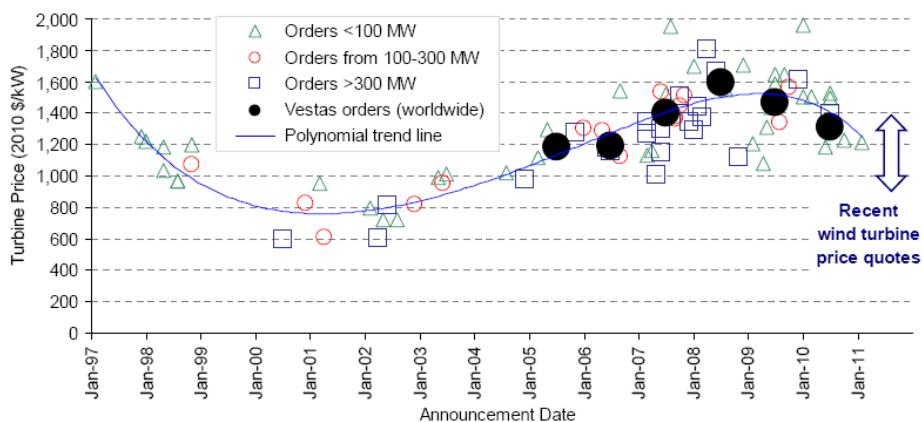


Figura 2.6.50. Gráfico comparativo con la evolución de precios medios en USD/MW de aerogeneradores Onshore suministrados en Europa y Estados Unidos respecto a China (Fuente: MAKE Consulting).

En el mercado de Estados Unidos el precio medio histórico de los aerogeneradores Onshore se indica en la Figura 2.6.51. (Bolinger M., Wiser R., Lawrence Berkeley National Laboratory, 2011; Bakewell S., Bloomberg, 2012), donde se observa que desde el año 2008 los precios en \$/MW están en tendencia descendente desde los aproximadamente 15000 \$/MW hasta los 1100 \$/MW de media para mediados del año 2011.



Source: Berkeley Lab, Vestas (2011b, 2011c, 2011d), Bloomberg NEF (2011b)

Figura 2.6.51. Gráfico comparativo con la evolución de precios medios históricos en USD/MW de aerogeneradores Onshore suministrados en Estados Unidos (Fuente: Berkeley Lab, Vestas y Bloomberg).

En relación a los costes en millones de €/MW para los parques Offshore otras fuentes consultadas (Krohn S., Morthorst P., Awerbuch S., 2009), como referencia para estimar el precio medio de los aerogeneradores Offshore en el mercado, indican que la evolución de los costes medios de inversión en €/MW en energía eólica Offshore presentan unos datos medios para 2006 de 2,1 millones de €/MW y una estimación de 1,81 millones de €/MW estimados para el año 2015 (la estimación se ha realizado considerando un factor de capacidad del 37,5% y unas 3300 horas equivalentes de funcionamiento neto (ver Figura 2.6.52)).

	INVESTMENT COSTS, MILLION €/MW			O&M	CAP. FACTOR
	Min	Average	Max	€/MWh	%
2006	1.8	2.1	2.4	16	37.5
2015	1.55	1.81	2.06	13	37.5

Figura 2.6.52. Gráfico comparativo con la evolución de costes medios en €/MW de aerogeneradores Offshore para el año 2006 y la estimación para el año 2015 (Fuente: EWEA).

Los costes de inversión en €/MW para los parques Offshore son considerablemente más altos que para los parques Onshore pero parte de esa inversión es minimizada por la mayor producción de energía eléctrica debida al régimen de vientos Offshore que es más alto: en emplazamientos Onshore son entre 2000 y 2500 horas anuales de media al año a máxima capacidad y en emplazamientos Offshore se alcanzan hasta las 4000 horas anuales de media al año a máxima capacidad en función de los emplazamientos marinos (ver ejemplo de parques Offshore instalados en la Figura 2.6.53.).

Otros factores a tener en cuenta para poder obtener los costes de inversión y costes totales de la energía (COE) de los aerogeneradores en general son los siguientes (EWEA y Krohn S., Morthorst P., Awerbuch, S., 2009; PER, 2011-2020):

- Costes de operación y mantenimiento (OPEX): en el sector de parques Offshore se estiman unos costes del entorno de los 16 €/MWh y en el caso Onshore del entorno de los 1,45 c€/MWh como costes medios de la vida del aerogenerador.
- N° de horas anuales de media al año a máxima capacidad en el emplazamiento seleccionado una vez descontados los efectos de las estelas (*wake effects*).
- Costes de equilibrado de la conexión a la red de la energía de origen eólico.
- Tasa de intereses de capital (su valor se suele estimar en el rango entre el 5 y el 10%).
- Impuestos locales y nacionales.
- Costes de depreciación del capital invertido en la instalación.
- Tasas de riesgo de la inversión en la instalación eólica.

	IN OPERATION	CAPACITY MW	MILLION€/MW	FULL LOAD HOURS PER YEAR
Middelgrunden	2001	40	1.2	2,500
Horns Rev I	2002	160	1.7	4,200
Samsø	2003	23	1.3	3,100
North Hoyle	2003	60	2.0	3,600
Nysted	2004	165	1.5	3,700
Scroby sands	2004	60	2.0	3,500
Kentich Flat	2005	90	1.8	3,100
Burbo	2007	90	2.0	3,550
Lillgrunden	2007	110	1.8	3,000
Robin Rigg	2008	180	2.7	3,600

Figura 2.6.53. Gráfico comparativo con la evolución de costes medios de inversión en €/MW en los parques Offshore instalados entre los años 2001 y 2008 en Europa (Fuente: EWEA).

2.6.3. Factores de la cadena de suministro global de la energía renovable eólica.

La cadena de suministro de los aerogeneradores y de los sub-componentes consta típicamente de varias fases, tal y como se muestra en la Figura 2.6.54. (EWEA, MAKE consulting, 2011), y son las siguientes:

- Materias primas: suministro de materias primas para la fabricación de los sub-componentes principales (acero, cobre, imanes permanentes, fundición de acero, plásticos y *composites*, resinas, aluminio, plásticos, semiconductores y sub-componentes electrónicos y eléctricos).
- Subcomponentes intermedios para procesamiento de componentes: piezas de fundición, piezas de forja, moldes, etc.

- **Sub-componentes principales:** palas, multiplicadoras, generadores, rodamientos, ejes principales, convertidores de potencia, bridas, rotor, sistema de cambio de paso, sistema de giro, etc.
- **Sub-conjuntos:** nacelles, torres, conjuntos rotor, sistemas de control, subestructura metálica de fundación en el lecho marino (Offshore), pieza metálica de transición (Offshore), cable submarino (Offshore).
- **Montaje final:** montaje del aerogenerador completo en el emplazamiento terrestre o marino junto con la cimentación, subestructura metálica de fundación en el lecho marino (Offshore), con la pieza metálica de transición (Offshore) y con la conexión con el cable submarino (Offshore).

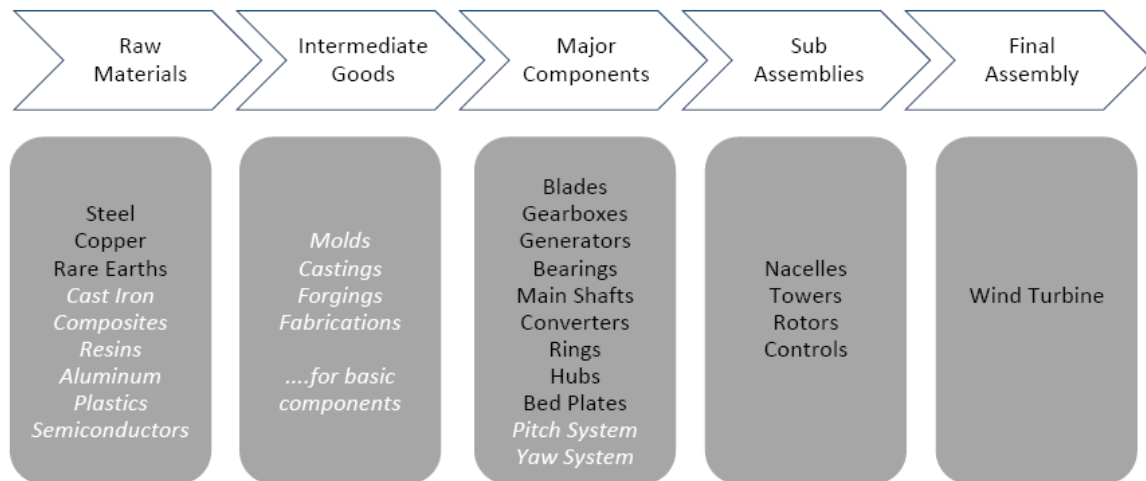


Figura 2.6.54. Esquema genérico del modelo de la cadena de suministro de aerogeneradores (Fuente: EWEA, MAKE Consulting).

Adicionalmente dentro de la cadena de suministro global de los aerogeneradores es preciso incluir los siguientes factores que afectan a los costes globales y que se desarrollan en los puntos siguientes:

- **Costes de transporte a parque de los sub-componentes del aerogenerador:** el transporte de las nacelles, la torre, las palas, la cimentación y la subestructura marina al emplazamiento final del parque eólico.
 - Costes de transporte Onshore.
 - Costes de transporte Offshore.

2.6.3.1. Factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador.

En este apartado el planteamiento de la tesis y su alcance se focaliza en la identificación de los factores económicos y financieros que afectan a los costes de los sub-componentes del aerogenerador, no siendo objeto de la investigación la definición de los precios de cada sub-componente debido a la especificidad de los mismos y a su variabilidad en el entorno temporal.

Los costes de los sub-componentes de los aerogeneradores presentan una influencia determinante en el coste de inversión de capital (CAPEX) de un parque eólico tal y como se ha desarrollado en los puntos anteriores. Para poder determinar la influencia del coste de los sub-componentes es preciso determinar su peso en % en cuanto a cantidad de materiales utilizados por aerogenerador y la estimación de la evolución de variación de precios en porcentaje en el mercado de materias primas, cuyos datos hasta 2011 se indican en la Figura 2.6.55. (MAKE Consulting, 2010 y 2011). En el estudio de la consultora Make Consulting, se ha tomado como referencia la composición un aerogenerador tipo de 2 MW Onshore con multiplicadora y con generador doblemente alimentado.



Figura 2.6.55. Tabla comparativa con los pesos medios en % de utilización de los diferentes componentes en un aerogenerador y los % estimados de incremento de precios en cada categoría (Fuente: Make Consulting).

Los factores de influencia en los costes del aerogenerador y de sus sub-componentes se identifican basándose en los datos obtenidos de fabricantes de aerogeneradores (Vestas, Gamesa y otros) y de otras fuentes (Make, 2010 y 2011; Bolinger M. y Wiser R., 2011; Blanco M.I., 2009) se indican de manera sintética a continuación:

- Precios del mercado eólico de aerogeneradores en €/MW: los niveles de precios por continentes son un factor que influye por su tendencia de precios a la baja en 2011. Esto ocasiona una disminución de los márgenes de los fabricantes de aerogeneradores y del sector eólico en general.
- Nivel de márgenes de venta: son los establecidos por cada fabricante del aerogenerador y su valor influye en los precios finales independientemente del coste de las materias primas de los subcomponentes.
- Provisión de garantías: los costes de provisión de garantías del aerogenerador afectan al valor final del precio de venta al estar generalmente incluidos dentro del mismo y están en función de la madurez tecnológica y de la fiabilidad del aerogenerador.
- Tipo de diseño del aerogenerador: es un factor que influye notablemente en el precio y en los costes tanto de materias primas utilizadas como en el precio total del aerogenerador. En función del tipo de diseño los costes son diferentes, donde los principales componentes que influyen son:
 - Tipo de tren de potencia: estándar, compacto o híbrido.
 - Diámetro de rotor y de área de barrido del rotor.
 - Multiplicadora: diseño con o sin multiplicadora, de varias etapas, transmisión variable.
 - Generador eléctrico: diseño con tipo de generador doblemente alimentado, jaula de ardilla, imanes permanentes, *Direct Drive*, superconductividad.
 - Convertidores: estándar, *Full Converter*.
 - Palas: tipo de materiales (Fibra de carbono, fibra de vidrio), longitud, peso, etc.
 - Torres: altura y diámetro, tipo de diseño en celosía, acero, hormigón armado, híbridas, etc.
- Costes de mano de obra: son indexados por regiones debido a la influencia de los costes laborales en los países de bajo coste, los cuales deben ser comparados incluyendo el transporte hasta el lugar de destino.
- Costes de capital: es un factor exógeno a los fabricantes y afecta a los costes de financiación de los proyectos, a la factibilidad económica del proyecto y a la rentabilidad del mismo.
- Tipo de cambio: es un factor exógeno a los fabricantes y en función del país y región económica los tipos de cambio y su fluctuación tienen una influencia específica en los precios finales de los aerogeneradores y en los de las importaciones y exportaciones de materias primas y de subcomponentes.

- Precio de la energía en el mercado: es un factor exógeno a los fabricantes y afecta a los procesos de fabricación, a los precios de los sub-componentes, al transporte y a la instalación en el emplazamiento.
- Costes de las materias primas de los sub-componentes: es un factor exógeno a los fabricantes y los precios son indexados de forma global por familias de materiales (acero, aluminio, etc.). El incremento de precios de materias primas en las categorías de compra internacionales es un factor muy importante, tal y como se indica en la Figura 2.6.56. con la tendencia del mercado mundial de materiales metálicos (acero, hierro fundido, cobre, aluminio, y tierras raras) al alza, siendo estos materiales aquellos cuya variación en precio presentan mayor impacto en los precios finales del aerogenerador. Otros materiales presentan tendencias de precios estables o a la baja como son los materiales de fibra de vidrio, la fibra de carbono, resinas, semiconductores, etc.
- Sensibilidad de los costes de materias primas en el aerogenerador: por categorías de materiales la influencia de los diferentes costes de materiales en los precios de los sub-componentes del aerogenerador es la siguiente (Make):
 - Acero: debido a la volatilidad de precios en el mercado presenta elevada sensibilidad a los costes de multiplicadoras, rodamientos, forjas y torres. Presenta sensibilidad media a los costes del generador eléctrico.
 - Hierro fundido: presenta elevada sensibilidad a los costes de las piezas fundidas. Presenta sensibilidad media a los costes del generador, multiplicadoras y rodamientos.
 - Cobre: presenta elevada sensibilidad a los costes de los generadores eléctricos.
 - Aluminio: presenta elevada sensibilidad a los costes de diferentes elementos.
 - Tierras raras (Neodimio y disprosio): presenta sensibilidad media a los costes de los generadores eléctricos que usan imanes permanentes, así como limitaciones de suministro global al existir pocos países con explotaciones mineras como son China y USA.
 - Fibra de vidrio: presenta elevada sensibilidad a los costes de las palas, a las carcasas de nacelle y a otras piezas de fibra de carbono del aerogenerador.
 - Fibra de carbono: presenta sensibilidad baja a los costes de las palas.
 - Resinas: presenta sensibilidad media a los costes de las palas.
 - Materiales internos de pala: presenta sensibilidad media a los costes de las palas.
 - Semiconductores: presenta elevada sensibilidad a los costes de convertidores y de sistemas de control electrónico del aerogenerador.
- Grado de integración vertical en la cadena de suministro: en función del grado de fabricación interna de sub-componentes el fabricante puede tener un mayor control de los costes de los mismos y poder gestionar internamente palancas de reducción de precios que afectan al precio final del aerogenerador. Los principales componentes de fabricación interna en los fabricantes cuyo impacto en los costes es un factor muy relevante son los siguientes:
 - Palas.
 - Torres.
 - Multiplicadoras.
 - Generadores eléctricos.
 - Convertidores de potencia.

Considerándose que los aerogeneradores son una inversión intensiva de capital, se identifica como uno de los factores fundamentales el precio de las materias primas de los sub/componentes del aerogenerador en el precio por MW de los mismos, afectando significativamente las oscilaciones de precios en el mercado internacional de los principales tipos de materiales en los precios finales de venta en €/MW o en \$/MW. En la Figura 2.6.56. se presentan los principales materiales utilizados en diferentes modelos de aerogeneradores (Vestas y Gamesa), con sus porcentajes de pesos en kg/kW y en porcentaje del total de la masa empleada del aerogenerador con objeto de poder identificar cuales son los materiales más utilizados y con mayor influencia en el factor de costes (Berkeley National Laboratory, USA, 2011). Como factores de influencia en el coste de las materias primas se identifican los principales materiales que contabilizan más del 90% de la masa del aerogenerador:

- Acero.
- Materiales plásticos (Fibra de vidrio, resinas).
- Hierro fundido.

- Cobre.
- Aluminio.

Estas materias primas se encuentran indexadas en cuanto a su evolución de precios en diferentes índices de mercados internacionales como por ejemplo el London Metal Exchange (LMI) para el cobre, aluminio, acero. Los costes de materias primas se indexan en una fecha determinada y en un mercado determinado para obtener el precio final de los sub-componentes de los aerogeneradores.

Table 1. Condensed Bill of Materials for Four Different Turbines

Turbine make/model:	Vestas V82	Gamesa G8X	Vestas V80	Vestas V112
Nameplate capacity:	1.65 MW	2.0 MW	2.0 MW	3.0 MW
Tower height:	78 meters	67 meters	78 meters	84 meters
Rotor diameter:	82 meters	80 meters	80 meters	112 meters
Mass (kg per kW)				
Steel	96.3	82.3	104.7	81.7
Fiberglass/Resin/Plastic	18.2	11.1	12.3	16.3
Iron/Cast Iron	17.8	16.3	10.3	21.9
Copper	1.8	1.8	1.4	1.6
Aluminum	1.9	0.0	0.8	1.1
Total	135.9	111.4	129.6	122.7
% of Total Turbine Mass				
Steel	70%	74%	81%	66%
Fiberglass/Resin/Plastic	13%	10%	9%	13%
Iron/Cast Iron	13%	15%	8%	18%
Copper	1%	2%	1%	1%
Aluminum	1%	0%	1%	1%
Total	98.3%	100.0%	99.9%	99.0%

Source: Vestas 2006b, Martinez et al. 2009, Elsam 2004, D'Souza et al. 2011

Figura 2.6.56. Tabla comparativa de diferentes aerogeneradores con los datos de kg/kW y % de peso total en la masa del aerogenerador (Fuente: Berkeley National Laboratory et al.).

Factores de costes en los sub-componentes del aerogenerador:

Los factores de influencia en los costes de los principales sub-componentes del aerogenerador, según se determinó en el punto 2.6.2.5. (Estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador), se identifican basándose en los datos obtenidos de fabricantes de aerogeneradores (Vestas, Gamesa y otros) y de otras fuentes (Bolinger M. y Wiser R., 2011; MAKE Consulting, 2010 y 2011; Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et al.). Se incluyen como factores los costes de transporte de materias primas y componentes que posteriormente se desarrollarán en el punto 2.6.3.3. (Transporte hasta el emplazamiento del parque eólico).

Los factores de influencia en costes que más contribuyen a los costes finales de cada sub-componente principal (Burton, T. et al., 2001; González Velasco, J., 2009; Make, BTM, EWEA y fabricantes de aerogeneradores) se presentan a continuación (entre paréntesis el porcentaje de contribución sobre el coste total del aerogenerador Onshore):

- Torre (30 %): principales factores de influencia en los costes del componente.
 - Tipo de diseño de torre: afecta a los costes finales de la torre.
 - Metálica: tramos metálicos (hasta 100m de altura).
 - Metálica segmentada y atornillada (*Bolted steel shell*): permite mayor diámetro, altura y facilidad de transporte.
 - Reducción del espesor de chapa: disminución de costes.
 - Tipo de chapa: menos requerimiento y más barata en costes que la convencional.
 - Costes de instalación: muy elevados debido al nº de tornillos y tiempo de montaje.
 - Hormigón: posibilidad de fabricación próxima al parque.
 - Mayor incremento de costes que en torre híbrida.

- Costes de instalación: muy elevados debido al nº de cables de tensionado y tiempo de montaje.
 - Incremento de costes de transporte respecto a las torres metálicas.
- Híbrida (Metálica/Hormigón):
 - Hormigón (posibilidad de fabricación próxima al parque): Reducción de costes.
 - Híbrida con tramos metálicos (> 100 m de altura): Reducción de costes respecto a las torres metálicas.
 - Mayor peso: incremento de costes de cimentación.
 - Costes de instalación: muy elevados debido al nº de cables de tensionado y tiempo de montaje.
 - Incremento de costes de transporte respecto a las torres metálicas.
- Estructura metálica de celosía (*Lattice*):
 - Menor peso: reducción de costes.
 - Mayor necesidad de mantenimiento: incremento de costes.
 - Costes de instalación: muy elevados debido al nº de tornillos y tiempo de montaje.
- Materias primas:
 - Chapa metálica: tipo de material y espesor (mm).
 - Hormigón: tipo.
 - Estructura metálica de celosía: tipo de material y espesor (mm).
 - Bidas forjadas para la unión de tramos de torre: tipo de material.
- Componentes y materiales internos de la torre: piecerío metálico, cableados, materiales eléctricos.
- Nº de tramos de torre.
- Nº de bridas de unión.
- Altura de torre (m): incremento de producción de energía (AEP) con mayor altura (estimado 4 a 5% de incremento de AEP por cada 20 m de incremento de altura de torre).
- Diámetro de cada tramo: en función de la masa total superior sobre la torre.
- Diámetro de cada tramo: máx. 4,5 m de diámetro para poder ser transportados por carretera.
- Peso a soportar (Toneladas) en parte superior: nacelle más rotor.
- Peso total (Toneladas).
- Proceso de fabricación de envolventes metálicas: procesos de soldadura manual o robotizado.
- Proceso de fabricación de tramos de hormigón: procesos de fraguado manual o robotizado.
- Proceso de montaje de componentes internos de torre.
- Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
- Transporte de la torre o sus tramos hasta el parque eólico.
- Pala (25 %): principales factores de influencia en los costes del componente.
 - Tipo de diseño interno de pala: afecta a los costes finales de la pala.
 - Tipo “*Shear Web and Spar Cap*”.
 - Tipo “*Spar Box*”.
 - Tipo de diseño externo de pala:
 - Pala mono-pieza.
 - Pala partida en dos secciones.
 - Diseños alternativos de palas: influencia en costes respecto a la pala estándar según los tipos de diseño usados.
 - *Load carrying spar*: incremento de costes.
 - *Longitudinal blade splits*: incremento de costes.
 - *Seamless blade*: incremento de costes por tolerancias más ajustadas y nuevos moldes.
 - *Trailing Edge & serrations*: incremento de costes por incremento de materiales y de tiempo de producción.
 - *Vortex generators*: incremento de costes por incremento de materiales y de tiempo de producción.
 - *Winglets*: incremento de costes por incremento de peso.
- Materias primas:

- Materiales plásticos de *composites*:
 - Fibra de vidrio: es más pesada, ligera y barata que la fibra de carbono.
 - Fibra de carbono: es más ligera, resistente, rígida y más cara que la fibra de carbono.
 - Estructura interna (*Core*):
 - Madera de balsa.
 - Espumas (plásticos PVC o Poliuretano).
 - Tejidos.
 - Matriz: resinas *Epoxy* y Poliéster.
 - Componentes y materiales internos de la pala: piecerío metálico, materiales eléctricos.
 - Proceso de fabricación de la pala:
 - Manual: incluyendo los costes de control de calidad.
 - Automatizado o semi-automatizado: incluyendo los costes de control de calidad.
 - Operaciones intermedias subcontratadas (proceso híbrido): si / no.
 - Longitud total (m).
 - Peso total (Toneladas).
 - Moldes de fabricación de la pala: costes de inversión.
 - Específicos para un modelo.
 - Comunes para varios modelos y potencias.
 - Transporte de la pala hasta el parque eólico.
 - Propiedad de los medios de transporte (trailer): si / no.
- Multiplicadora (15 %):
 - N° de ejes planetarios y helicoidales y configuraciones:
 - 1 fase planetaria.
 - 2 fases planetarias.
 - 2 fases planetarias y 1 fase helicoidal.
 - 2 fases planetarias helicoidales y 1 fase helicoidal.
 - 4 fases planetarias helicoidales y 1 fase helicoidal.
 - 3 fases planetarias: 2 planetarias y 1 paralela; 1 planetaria y 2 paralelas.
 - *Torque splits*: patente de Bosch Rexroth.
 - *Flex pin*.
 - Transmisión variable: p.ej. Voith.
 - Transmisión variable con accionamiento hidráulico: p.ej. Mitsubishi (no requiere convertidores de potencia).
 - *Multi-duored*: patente de Winergy con 2 ejes de salida.
 - Materias primas:
 - Forjas.
 - Fundiciones.
 - Rodamientos.
 - Mecanizados de componentes.
 - Procesos de montaje de componentes internos de multiplicadora.
 - Proceso de ensayos de producto terminado: tiempo (horas) y disponibilidad del banco de ensayo.
 - Peso total (kg ó toneladas).
 - Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
 - Transporte de la multiplicadora hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
- Convertidores de potencia (6 %):
 - Tipo de tensión:
 - Baja tensión.
 - Media tensión: > 3kV.
 - Tipo de convertidores:
 - Estandar/Convertidor Parcial de baja tensión.
 - Doblemente alimentado de baja tensión.
 - Full Converters: baja tensión o media tensión.

- Ubicación en el aerogenerador: implican incrementos de pérdidas eléctricas y de pesos de nacelle.
 - Nacelle: reduce pérdidas del cable de Media Tensión pero incrementa pesos de la nacelle.
 - Base de torre: incrementa pérdidas del cable de Media Tensión pero reduce los pesos de la nacelle.
- Materias primas:
 - Componentes electrónicos: semiconductores, IGBT, tarjetas electrónicas CCU, etc.
 - Transformadores de potencia.
 - Envolvertes metálicas.
 - Componentes eléctricos.
- Pérdidas (kW).
- Proceso de montaje de componentes internos de los convertidores.
- Proceso de ensayos de producto terminado: tiempo y disponibilidad de bancos de ensayos.
- Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
- Transporte de los convertidores de potencia hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
- Generador (4 %):
 - Tipo de generador: mayor coste de los tipos de imanes permanentes.
 - Inducción de Jaula de ardilla.
 - Síncrono excitado eléctricamente: con multiplicadora.
 - Síncrono excitado eléctricamente: con accionamiento directo (*Direct Drive*).
 - Asíncrono Doblemente Alimentado: DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*).
 - Síncrono de Imanes permanentes: PMSG (*Permanent Magnets Synchronous Generator*).
 - Velocidad media.
 - Velocidad alta.
 - Generador de accionamiento directo (DD-*Direct Drive Generator*) :
 - Síncrono Multi-polo : con bobinados de rotor.
 - Síncrono de Imanes permanentes: rotor externo.
 - Síncrono de Imanes permanentes: rotor interno.
 - Síncrono de Imanes permanentes: sistema de flujo axial sin entrehierro en el estator.
 - Generador con superconductividad en los bobinados.
 - Materias primas:
 - Imanes permanentes (tierras raras): Neodimio (Nd) –hierro (Fe)-boro (B), Disprosio (Dy).
 - Cobre.
 - Chapa magnética: tipo de material.
 - Fundiciones.
 - Forja.
 - Rodamientos del rotor: tipo y diámetro.
 - Acero de Calderería metálica: tipo de material.
 - Materiales de aislamiento: tipo.
 - Pérdidas (kW).
 - Proceso de montaje de componentes internos del generador.
 - Proceso de ensayos de producto terminado: tiempo y disponibilidad de bancos de ensayos.
 - Peso total (kg ó toneladas).
 - Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
 - Transporte de los generadores hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
 - Transformador (4 %): de distribución.
 - Tipo de transformador:
 - Líquido: aceite, ester sintético, ester vegetal.
 - Seco encapsulado.
 - Pérdidas (kW): afecta al tamaño y pesos finales de los bobinados y chapa magnética.

- Materias primas:
 - Cobre.
 - Aluminio.
 - Chapa magnética: tipo de material.
 - Materiales plásticos de aislamiento: tipo.
 - Acero de Calderería metálica: tipo de material.
- Peso total (kg ó toneladas).
- Proceso de montaje de componentes internos de los transformadores.
- Proceso de ensayos de producto terminado: tiempo y disponibilidad de bancos de ensayos.
- Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
- Transporte de los transformadores hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
- Bastidor principal (3 %): fundido y mecanizado.
 - Materias primas:
 - Lingote de hierro.
 - Chatarra.
 - Procesos de fabricación: colada, fundido, desmoldeo, rebabado, granallado, pintado y mecanizado.
 - Peso total (kg ó toneladas).
 - Transporte de los bastidores principales hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
- Sistema de cambio de paso (3 %): cilindros hidráulicos, acumuladores y piezas metálicas.
 - Tipo de sistema:
 - Eléctrico: accionamiento con motores eléctricos y piñones de giro.
 - Hidráulico: accionamiento con cilindros hidráulicos.
 - Materias primas:
 - Acero de cilindros hidráulicos: tipo de material.
 - Forjas de vástagos de cilindros.
 - Acero de calderería metálica: tipo de material.
 - Motores eléctricos (AC ó imanes permanentes): kg de cobre, chapa magnética y acero.
 - Proceso de montaje de componentes internos de los cilindros hidráulicos.
 - Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
 - Transporte de los componentes hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
- Sistema de freno (2 %):
 - Tipo de freno:
 - Freno de fricción con teflón: presenta mejores costes.
 - Freno hidráulico con *calipers*: es más caro que el freno de fricción.
 - Materias primas:
 - Acero: tipo de material.
 - Forjas: de coronas dentadas.
 - Plásticos: teflón.
 - Fundiciones de frenos.
 - Peso total (kg ó toneladas): coronas dentadas.
 - Proceso de montaje de componentes internos del conjunto sistema de freno.
 - Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
 - Transporte del conjunto sistema de freno hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
- Carcasa de nacelle (2 %):
 - Materias primas:
 - Materiales plásticos de *composites*.
 - Estructura metálica de viga interna.
 - Tejidos.
 - Resinas.
 - Acero: Calderería metálica.
 - Materiales eléctricos varios.

- Peso total (kg ó toneladas): fibra de vidrio y conjunto final montado.
- Proceso de fabricación de moldes de carcasa: infusión, vacío, etc.
- Proceso de montaje de componentes internos del conjunto sistema de carcasa de nacelle.
- Transporte del conjunto carcasa de nacelle hasta la planta de montaje en nacelle.
- Eje principal (2 %): forjado o fundido, y mecanizado.
 - Tipo:
 - 1 rodamiento en el eje.
 - 2 rodamientos en el eje.
 - Eje semi-integrado.
 - Materias primas:
 - Forja.
 - Lingote de hierro.
 - Chatarra.
 - Peso total (kg ó toneladas).
 - Procesos de fabricación: forja, fundición (colada, fundido, desmoldeo, rebabado, granallado, pintado) y mecanizado.
 - Transporte de los ejes principales hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
- Conjunto rotor-hub (2 %): fundido y mecanizado, elementos metálicos.
 - Materias primas:
 - Lingote de hierro.
 - Chatarra.
 - Acero de calderería metálica: tipo de material.
 - Recubrimientos anti-corrosión: tipo.
 - Procesos de fabricación de fundición: colada, fundido, desmoldeo, enfriamiento, rebabado, granallado, pintado y mecanizado.
 - Proceso de mecanizado: diámetro máximo, velocidad de operación, disponibilidad de maquinaria y del nº de suministradores con capacidad de producción.
 - Proceso de montaje de componentes internos del conjunto rotor-hub.
 - Peso total (kg ó toneladas).
 - Cadena de suministro de fundición-mecanizado-pintado: los costes varían en función de
 - Distancia entre plantas de fundición, mecanizado y pintado.
 - Integración en una factoría de todas las operaciones (fundición-mecanizado-pintado).
 - Costes de transporte de los sub-procesos (fundición-mecanizado-pintado).
 - Transporte de los Conjunto rotor-hub hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.
- Rodamientos del eje principal (1 %):
 - Tipo de rodamiento: bolas, rodillos, etc.
 - Esférico de rodillos (*Spherical Roller Bearing*).
 - Cilíndrico de rodillos (*Cylindrical Roller Bearing*).
 - Rodillos cónicos (*Tapered Roller Bearing*).
 - Cilíndrico de rodillos (*Cylindrical Roller Bearing*).
 - Materias primas:
 - Forja: tipo de material.
 - Acero: tipo de material.
 - Peso total (kg ó toneladas).
 - Tolerancias de montaje: valor de la tolerancia.
 - Procesos de fabricación: forja y mecanizado.
 - Proceso de montaje de componentes internos del conjunto rodamientos del eje.
 - Tipo de protección contra la corrosión: fibra de vidrio, ánodos de sacrificio, componentes de *Silicon nitride* y aislamiento cerámico, recubrimiento de cerámica, etc.
 - Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
 - Transporte de los conjuntos rodamientos del eje hasta la planta de montaje en nacelle.
- Sistema de giro (1 %): moto-reductoras y motores de giro.
 - Materias primas:
 - Forja.

- Acero.
 - Cobre.
 - Chapa magnética.
- Nº de moto-reductoras y motores: 4, 6, 8, 12, etc.
- Procesos de fabricación: forja y mecanizado.
- Proceso de montaje de componentes internos de las moto-reductoras y de los motores de giro.
- Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
- Transporte de los conjuntos moto-reductoras y motores de giro hasta la planta de montaje en nacelle
- Cimentación: para parques Onshore.
 - Materias primas:
 - Forjados metálicos.
 - Hormigón.
 - Bridas forjadas.
 - Peso total (kg ó toneladas).
 - Proceso de fraguado y fabricación de la cimentación.
 - Transporte de las materias primas hasta el parque eólico.

Los componentes del conjunto aerogenerador específicos para Offshore y relativos a su anclaje al fondo marino, se denominan BOP (*Balance of Plant*). Los costes del conjunto sub-estructura metálica, pieza de transición y la cimentación en el fondo marino son del orden de un 19% aproximadamente (GWEC). Los principales componentes específicos Offshore con impacto relevante en los costes totales de la instalación son fundamentalmente los siguientes:

- Subestructura metálica (19 %): puede ser de varios tipos en la aplicación Offshore, afectando a los costes.
 - Monopilote:
 - Profundidad del mar: su uso está limitado a 25 m de profundidad.
 - Pesos: entre 150 y 210 toneladas.
 - Costes comparativos respecto a otros tipos: la más económica en el rango de profundidad.
 - Trípode y Tri-pilote (3 pilotes):
 - Profundidad del mar: su uso está limitado desde 20 hasta 50 m de profundidad.
 - Pesos: alrededor de 500 toneladas.
 - Costes comparativos respecto a otros tipos: es más cara que el tipo monopilote en el rango de profundidad.
 - Jacket o celosía:
 - Profundidad del mar: su uso está limitado desde 25 hasta 50 m de profundidad.
 - Pesos: alrededor de 320 toneladas.
 - Costes comparativos respecto a otros tipos: es más cara que el tipo monopilote en el rango de profundidad.
 - Base de gravedad:
 - Profundidad del mar: su uso está limitado hasta 30 m de profundidad.
 - Pesos: entre 1500 y 3000 toneladas.
 - Costes comparativos respecto a otros tipos: es competitiva en costes respecto al tipo monopilote en el rango de profundidad.
 - Flotante: están en fase de desarrollo de producto y se han montado algunos prototipos.
 - Profundidad del mar: su uso está diseñado desde los 100 m hasta los 300 m de profundidad.
 - Pesos: alrededor de 5300 toneladas.
 - Costes comparativos respecto a otros tipos: es mucho más cara en costes en la actualidad respecto al tipo monopilote y a otros tipos en el rango de profundidad de aguas poco profundas.

Los principales factores que afectan al coste de la subestructura Offshore son los siguientes:

- Materias primas:
 - Chapa metálica: tipo de material y espesor (mm).
 - Estructura metálica de celosía para el tipo Jacket: tipo de material y espesor (mm).

- Bridas forjadas para la unión de tramos de torre: tipo de material.
 - Hormigón, para el tipo de Base de gravedad: tipo de material.
- Componentes y materiales internos de la subestructura: piecerío metálico, cableados, materiales eléctricos.
- Dimensiones externas: condicionamientos de transporte en tierra y en el mar.
- Peso total (toneladas).
- Profundidad del mar: límite de uso para cada tipo de subestructura.
- Proceso de fabricación de la subestructura: nº de fases y proceso manual o automatizado.
- Proceso de montaje de componentes internos de la subestructura.
- Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
- Transporte de la de la subestructura hasta el puerto de embarque previo al envío al parque eólico Offshore.
- Transporte de la subestructura hasta el parque eólico Offshore.
- Pieza de transición: es la unión entre la subestructura anclada al fondo marino y el aerogenerador.
 - Materias primas:
 - Chapa metálica: tipo de material y espesor (mm).
 - Peso total (toneladas).
 - Dimensiones externas: condicionamientos de transporte en tierra y en el mar.
 - Proceso de fabricación de la pieza de transición: nº de fases y proceso manual o automatizado.
 - Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
 - Transporte de la pieza de transición hasta el puerto de embarque previo al envío al parque eólico Offshore.
 - Transporte de la pieza de transición hasta el parque eólico Offshore.
- Cable submarino Offshore: pueden ser del tipo *Array* (unión entre aerogeneradores en el mar) y *Export* (transporte de la energía a la subestación en tierra).
 - Tipo de cable:
 - *Array* (unión entre aerogeneradores en el mar).
 - *Export*: (transporte de la energía a la subestación en tierra).
 - Alta Tensión en corriente alterna (HVAC , *High Voltage Alternate Current*).
 - Alta Tensión en corriente continua (HVDC, *High Voltage Direct Current*).
 - Materias primas: composición y cantidad total de materiales utilizada por metro de cable.
 - Cobre.
 - Aluminio.
 - Materiales plásticos: cubierta y aislantes.
 - Sección del cable (mm²).
 - Tipo de conductores: aluminio o cobre.
 - Nº de conductores.
 - Proceso de fabricación del cable submarino.
 - Transporte del cable submarino hasta el puerto de embarque previo al envío al parque eólico Offshore.
 - Transporte del cable submarino hasta el parque eólico Offshore.
- Cimentación submarina: para parques Offshore.
 - Materias primas:
 - Forjados metálicos.
 - Hormigón.
 - Anclajes metálicos.
 - Grava de retención de la cimentación (*Scour*).
 - Peso total (toneladas).
 - Proceso de fraguado y fabricación de la cimentación: realizado en el mar con el barco de cimentación.
 - Tiempo de realización de la operación completa de cimentación: horas.
 - Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.
 - Transporte de las materias primas hasta el parque eólico marino.

La subestación Offshore que se instala en el emplazamiento eólico no se incluye dentro del alcance de la tesis.

2.6.3.2. Operaciones de fabricación y montaje de componentes y sub-componentes.

En este apartado se identifican los principales factores que influyen en los costes de las operaciones de fabricación y montaje de los grandes componentes del aerogenerador. Los principales factores económicos relacionados con los suministros, las operaciones de fabricación y los costes totales de los elementos principales (nacelles, palas, torres y subestructuras metálicas) son los siguientes:

- Modelos de cadena de suministro.
- Costes de fabricación de sub-componentes.
- Costes de operaciones de fabricación y de montaje de nacelles, palas, torres y subestructuras.
- Costes totales de suministro: TCO (*Total Cost of Ownership*) o coste total de adquisición.

Modelos de cadena de suministro.

Los principales fabricantes de aerogeneradores, tanto para los modelos Onshore como Offshore, en relación al suministro de sub-componentes llevan a cabo estrategias de cadena de suministro según alguno de los modelos siguientes (BTM; MAKE; IHS Emerging Energy Research; Druggan K., Arlinghaus B., Biebler K. et al., 2011; Poncin A., Noëlck L., Spinnewyn R. et al., 2011; Sala de Vedruna E., 2010; Keller M., 2010; Vestas y fabricantes de aerogeneradores):

- Modelo de Integración vertical de la cadena de suministro: implica la fabricación interna en alto grado de algunos de los principales componentes del aerogenerador con mayor grado de complejidad tecnológica y de inversión de capital, así como una elevada contribución al coste total en porcentaje del aerogenerador. El resto de sub-componentes son suministrados por proveedores externos. Los componentes fabricados internamente son los siguientes:
 - Palas y raíces de palas.
 - Torres.
 - Multiplicadoras.
 - Generadores eléctricos.
 - Electrónica de potencia, software y electrónica de control
 - Fundiciones y mecanizados de grandes componentes (bastidores)
 - Elementos mecánicos: sistemas de giro, acoplamientos, etc.

Quedan excluidos de la fabricación interna los pequeños componentes de bajo valor añadido y baja complejidad técnica, además de los materiales considerados como *commodities* o familias (motores, tornillería, hidráulica, materias primas procesadas, etc.) cuyos precios vienen determinados por el mercado industrial de oferta y demanda. La cadena de suministro de los principales componentes eólicos críticos es por tanto interna al fabricante de aerogeneradores.

Con el modelo de integración vertical el fabricante de aerogeneradores se garantiza el suministro de las cantidades de componentes críticos requeridas en plazo y al precio de fabricación interna; se dispone así de un control de la capacidad de producción del producto final en las cantidades y plazo demandadas por los clientes finales. El modelo de cadena de suministro de integración vertical requiere, por parte del fabricante de aerogeneradores, de un esfuerzo considerable tanto a nivel tecnológico en cuanto al diseño de los componentes críticos como a nivel financiero con un alto grado de inversiones en fábricas y centros productivos así como en la contratación de personal técnico y de producción con los consiguientes costes de estructura salarial y de retorno de inversiones. Destacar como aspectos importantes de este modelo que al diseñar y fabricar internamente los componentes más críticos y costosos del aerogenerador se conocen en detalle los costes reales de fabricación de los mismos y los márgenes de beneficio con lo que se puede llegar a ser más competitivo en los costes del producto final y en el precio de venta del aerogenerador en el mercado respecto a los competidores; además se garantiza el suministro interno de dichos componentes críticos evitando la dependencia de fuentes de suministro externas a la compañía asegurando de esta forma la capacidad de fabricación de aerogeneradores. Todo ello siempre que se optimice dentro de la compañía el funcionamiento interno y las economías de escala en la fabricación de componentes críticos.

El modelo de Integración vertical de la cadena de suministro presenta una serie de factores de tipo económico relacionados con los costes según los siguientes puntos:

- Costes de adquisición de componentes: conocimiento del coste de detalle interno de fabricación, de márgenes de beneficio y su comparación con el precio del mercado en función de la oferta y la demanda.
- Capacidad de producción: se controla internamente y este aspecto influye en la optimización de los costes de adquisición, en los plazos de entrega y en las cantidades a suministrar.
- Importe en inversiones en fábricas y centros productivos: es muy elevado al ser necesaria la inversión en plantas de ensamblaje de nacelles y de fabricación de componentes.
- Importe en inversiones en utillajes, moldes, maquinaria y centros productivos: es muy elevado al ser necesarias inversiones en moldes, maquinaria, y medios productivos para la fabricación de palas, torres, multiplicadoras, nacelles, etc.
- Costes de personal y estructura productiva: muy elevado al ser requerida una estructura productiva de personal para las diversas plantas de fabricación de componentes y de ensamblaje de nacelles.

- Modelo de Integración horizontal de la cadena de suministro: implica la fabricación externa de todos los principales componentes y sub-componentes del aerogenerador, tanto críticos como no críticos, los cuales son suministrados por proveedores externos de acuerdo a las especificaciones de diseño del fabricante de aerogeneradores. Por tanto se contrata a proveedores externos la fabricación y el suministro de todos los componentes principales del aerogenerador: palas, torres, multiplicadoras, generadores, electrónica de potencia y de control, componentes mecánicos, eléctricos, hidráulica, etc. Esto implica que los costes de adquisición vienen determinados por el mercado de componentes eólicos (los precios están condicionados a la ley de oferta y demanda); igualmente el suministro de las cantidades de componentes requeridas están sujetas a la limitación de la capacidad de producción de los citados suministradores externos. A nivel financiero el grado de inversiones en fábricas y centros productivos se reduce a las plantas de montaje de góndolas, así como a la contratación de personal técnico y de producción con los consiguientes costes de estructura salarial. Esta inversión es moderada al no ser requeridas inversiones en grandes utillajes, moldes, maquinaria, fábricas especiales, etc. El fabricante de aerogeneradores puede disponer potencialmente solamente de una planta de ensamblaje de nacelles como último eslabón de la cadena de suministro del aerogenerador habiendo subcontratado, según los casos, el resto de operaciones tanto de diseño como de fabricación. El modelo de Integración horizontal de la cadena de suministro presenta una serie de factores de tipo económico relacionados con los costes según los siguientes puntos:

- Costes de adquisición de componentes: según el precio del mercado en función de la oferta y la demanda.
- Capacidad de producción de los suministradores externos: influyen en el precio.
- Importe en inversiones en fábricas y centros productivos: solo limitado a plantas de ensamblaje de nacelles.
- Importe en inversiones en utillajes, moldes, maquinaria y medios productivos: limitado solo a plantas de ensamblaje de nacelles.
- Costes de personal y estructura productiva: limitado solo a personal de plantas de ensamblaje de nacelles.

Las ventajas e inconvenientes de los diferentes modelos de cadena de suministro, en función de los aspectos de costes económicos para el fabricante de aerogeneradores, vienen definidas por los siguientes factores (BTM, 2010 y 2011; Druggan K., Arlinghaus B., Biebler K. et al., 2011; Poncin A., Noëlck L., Spinnewyn R. et al., 2011; Sala de Vedruna E., 2010; Keller M., 2010 y fabricantes de aerogeneradores):

- Estrategia de compañía de los fabricantes de aerogeneradores: elección del modelo de integración vertical u horizontal.
- Principales ventajas de los modelos de cadena de suministro de componentes con integración vertical, son las siguientes:

- Mayor flexibilidad de adaptación a incrementos de la demanda del mercado eólico global.
 - Capacidad de suministro de componentes eólicos críticos como multiplicadoras, palas, generadores, torres: producción interna asegurada así como plazos de entrega.
 - Mayor control de costes y precios finales de los componentes eólicos críticos.
 - Menores limitaciones de la cadena de suministro de componentes eólicos críticos.
 - Control de las tecnologías de fabricación de componentes eólicos críticos.
 - Perspectivas más positivas en relación a la evolución estimada del mercado eólico en cuanto a crecimiento continuado.
- Desventajas de los modelos de cadena de suministro de componentes con integración vertical: la necesidad de llevar a cabo un alto grado de inversiones en instalaciones, medios productivos y recursos humanos de producción y técnicos para poder fabricar internamente los componentes eólicos críticos.
 - Modelos de cadena de suministro con Integración Horizontal: se presenta una situación de debilidad y de mayor exposición ante la dependencia completa de los suministros externos de componentes eólicos y su impacto en dependencia de los costes externos.
 - Los principales fabricantes de aerogeneradores eólicos en cuanto a número de MW fabricados adoptan el modelo de cadena de suministro con alto grado de Integración Vertical.
 - Tendencia general de los fabricantes de aerogeneradores a los modelos de Integración Vertical de la cadena de suministro de componentes eólicos críticos debido a los siguientes aspectos:
 - Garantizar la capacidad de producción de los mismos en cantidades, plazo, precio y tecnología.
 - Mercado de componentes que presenta: escasez de algunos componentes críticos, tendencia al incremento de precios y largos plazos de entrega.

Como principales factores a considerar respecto al tema de la cadena de suministro en el entorno actual y en la estimación del escenario a corto y medio plazo se consideran los siguientes (BTM; Make Consulting; IHS Emerging Energy Research; Druggan K., Arlinghaus B., Biebler K. et al., 2011; Poncin A., Noëlck L., Spinnewyn R. et al., 2011; Sala de Vedruna E., 2010; Keller M., 2010):

- Garantizar la capacidad de la cadena de suministro de componentes eólicos críticos (Palas, Multiplicadoras, Rodamientos, Forjas, Fundiciones).
- Poder hacer frente a la escasez de determinados componentes críticos por medio de la fabricación interna de los mismos en los fabricantes de aerogeneradores.
- Posibilidad de disponer de un aumento de la capacidad de producción de componentes mediante: planes de expansión adicional en la fabricación interna de componentes eólicos críticos y ampliación de capacidad productiva en los suministradores externos de componentes.
- Control sobre los plazos de entrega de componentes (*Lead-Time*).
- Control de la estructura de costes y de los precios finales de los componentes críticos fabricados internamente.
- Firma de contratos marco a largo plazo para garantizar el suministro de componentes críticos desde los suministradores (cantidades, plazo, precio y tecnología).
- Tecnología: Control sobre la gestión en el lanzamiento de nuevos productos de componentes y de aerogeneradores, así como de su plazo de ejecución.
- Mejora del rendimiento global en cuanto a resultados del fabricante de aerogeneradores: EBIDTA (Beneficios antes de intereses, deuda, impuestos y amortizaciones), incremento de márgenes comerciales internos al fabricar componentes críticos internamente en gran volumen, capacidad de suministrar los aerogeneradores de acuerdo a las demandas crecientes del mercado eólico.
- Posibilidad de incrementar de manera flexible y rápida el número de aerogeneradores a fabricar para el mercado y poder incrementar cuota de mercado mundial.
- Control prácticamente completo de la cadena de suministro del aerogenerador incluyendo los componentes críticos (mediante su fabricación interna de forma preferente).
- Capacidad de producción de sub-componentes y de aerogeneradores.
- Plazo de entrega de sub-componentes y de aerogeneradores.
- Ubicación de los centros productivos de sub-componentes y de aerogeneradores: impacto en precio en función de los costes de transporte.

Costes de fabricación de sub-componentes.

Los factores de costes asociados a los sub-componentes se han investigado en el punto anterior 2.6.4.1.

Costes de operaciones de fabricación y de montaje de nacelles, palas, torres y sub-estructuras.

En lo referido a las operaciones de fabricación de componentes (palas, torre, buje, sub-estructuras metálicas marinas) y nacelles de aerogeneradores, desde el punto de los costes económicos, en las mismas influyen una serie de factores genéricos asociados a los procesos de producción estándar y a los conceptos económicos tradicionales (Samuelson P., Nordhaus W.D, 1999; Schiller B.R, 1994 y Mochón F., 1991 entre otros). Se mencionan a continuación los principales factores económicos que influyen en los procesos productivos de los aerogeneradores y de sus componentes:

- Costes de producción de las operaciones de fabricación de sub-componentes (palas, torre, buje, plataformas marinas, cimentaciones y otros) y montaje de nacelles. Dependen de factores tales como:
 - Costes de fabricación.
 - Costes de maquinaria.
 - Costes de energía.
 - Organización de la producción: flujo del trabajo, tiempos de fabricación, etc.
- Procesos de producción: automatizados o manuales.
- Mejoras tecnológicas de los procesos productivos: afectan a mejoras en el rendimiento productivo y en la reducción de los costes de fabricación y por lo tanto del producto final.
- Economías de escala: los rendimientos de la producción están en función de la escala de la misma, si es constante, creciente o decreciente. Los factores más representativos son:
 - Volumen de producción.
 - Cadencia de producción en el tiempo.
 - Cantidades anualizadas de producción.
 - Elasticidad de la demanda: variación en % de la cantidad demandada dividida por la variación porcentual del precio.
- Costes totales del producto: los costes totales son la suma de los costes fijos más los costes variables.
 - Costes fijos: se deben pagar aunque no se produzcan bienes. Son principalmente los siguientes: costes de alquiler o amortización de edificios, fábricas, equipos de producción, pagos de intereses, deudas, salarios de la plantilla, etc. Son principalmente los siguientes: materias primas, combustible, energía, consumibles de producción, etc.
 - Costes variables: son gastos que varían con el nivel de producción.
- Costes marginales: es el coste adicional en el que se incurre al producir una unidad adicional al lote.
- Curva de aprendizaje (Boston Consulting): aplicada a la optimización de los procesos de producción basada en la repetición continua de los mismos en las mismas condiciones, lo que implica una mejora en la eficiencia productiva y una reducción de los costes finales del producto.
- Ubicación de los centros productivos de sub-componentes, componentes y de ensamblaje de las nacelles: influyen sobre los costes finales en función de diferentes factores mencionados a continuación.
 - Costes de mano de obra directa e indirecta: en el país y región económica de producción.
 - Costes logísticos de envío de mercancías al destino final del producto.
 - Porcentaje requerido de fabricación interna en el país.
 - Riesgo económico del país: tasa de inflación, legislación laboral, especialización de la mano de obra, etc.

Costes totales de suministro: TCO (*Total Cost of Ownership*) o coste total de adquisición.

El modelo genérico de Coste Total de Adquisición (TCO) es de aplicación tanto en la fabricación de aerogeneradores como en la de componentes de los mismos, bien fabricados interna o externamente. Respecto al modelo genérico de costes de componentes fabricados denominaremos el *Precio del producto facturado* al coste de la fabricación del componente propiamente dicha. Se compone básicamente y de forma sintética de los siguientes factores (ver Figura 2.6.57.):

1. Coste de las materias primas.
2. Costes de mano de obra directa MOD (coste de la mano de obra empleada en horas de fabricación).

3. Costes generales u *Overheads* (donde se incluyen los costes de la mano de obra indirecta, gastos generales de fabricación, amortizaciones, costes financieros, etc.).
4. Margen comercial (a añadir sobre el precio de coste que es la suma de los costes de los puntos 1,2 y 3).

En cuanto al coste total de adquisición (TCO) del producto, este se compone básicamente de dos factores:

1. Precio del producto facturado.
2. Coste interno de adquisición: incluye factores como los siguientes.
 - a. Costes de transporte.
 - b. Impuestos.
 - c. Tasas aduaneras.
 - d. Costes de almacenaje e inventario.
 - e. Costes de inspecciones y ensayos.
 - f. Otros costes varios.

Es necesario analizar la estructura de costes globales del suministro de un componente, es decir el TCO (Coste Total de Adquisición) para conocer el coste total real, tanto de los componentes como del aerogenerador, incluyendo no sólo el coste de fabricación del componente sino también el de otros factores que inciden en ese coste final como son el transporte desde el suministrador a la planta de ensamblaje, el coste de almacenamiento y el de los inventarios de materiales, los costes de inspección y ensayos a realizar sobre los componentes una vez recibidos por el cliente final, y otros gastos adicionales como tasas aduaneras, impuestos especiales, etc.

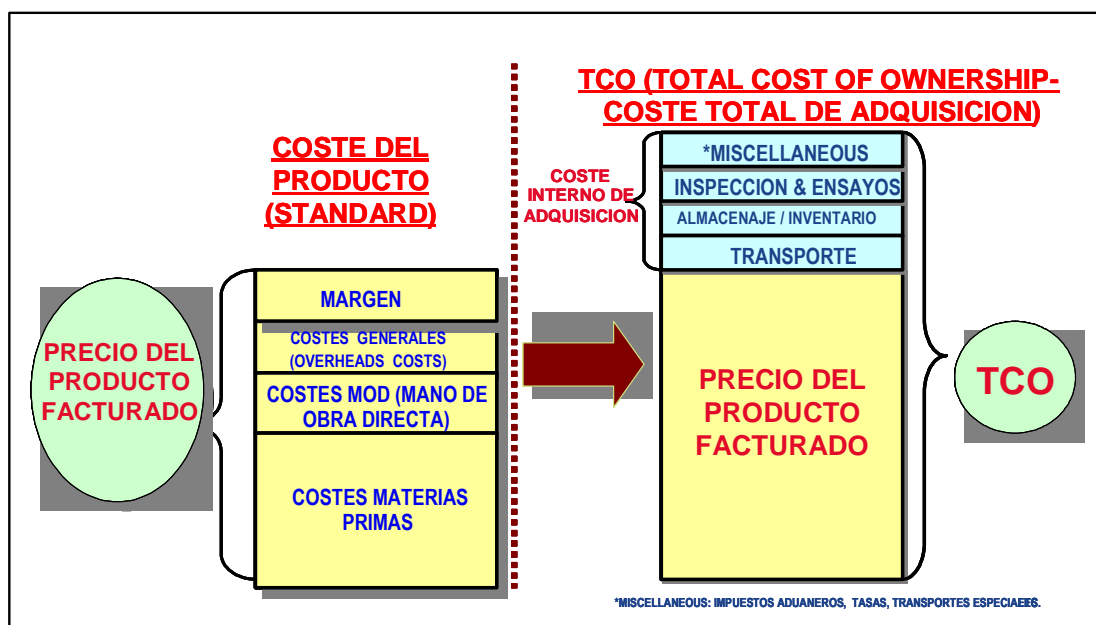


Figura 2.6.57. Esquema con el modelo General de Costes de Adquisición (TCO: *Total Cost of Ownership*) (Fuente: datos de bibliografía y elaboración propia).

La cadena de suministro de un componente por tanto hay que considerarla en su conjunto en cuanto a los costes totales. Por lo tanto cuando se toma la decisión de contratar el suministro de un componente en un determinado suministrador es necesario realizar el cálculo del TCO (coste total de adquisición o *Total Cost of Ownership*) que puede ser determinante a la hora de decidir. Entre otros factores que van a afectar de manera fundamental al coste de adquisición uno de ellos va a ser la ubicación geográfica de la fabricación (por ejemplo si se contrata un componente para ser fabricado en China o en Asia hay que realizar el cálculo de todos los costes internos de adquisición, según el esquema de costes de la Figura 2.6.57., ya que puede darse el caso de que estos sumados al coste del componente sean menos competitivos de lo que se había estimado en la oferta inicial y por tanto no sea comercialmente rentable su contratación en dicha fábrica del suministrador).

Como conclusión de este apartado indicar que la gestión de la cadena de suministro de componentes en el sector eólico se caracteriza por el gran tamaño y peso de algunos componentes (bastidores principales fundidos y mecanizados, ejes forjados y mecanizados, estructuras metálicas de calderería, transformadores, multiplicadoras, generadores, armarios eléctricos de electrónica de potencia y control, subestructuras metálicas para Offshore, etc.) cuyo alto coste de transporte y manipulación penalizan en muchos casos los costes finales del aerogenerador y condicionan la contratación de los mismos en los proveedores en función de su ubicación geográfica.

2.6.3.3. Transporte hasta el emplazamiento del parque eólico.

Los costes de transporte son un factor económico muy relevante por su importe, tanto para parques eólicos Onshore como Offshore, en los costes totales del parque eólico instalado (MAKE, BTM; IHS Emerging Energy Research; Sala de Vedruna E., 2010; Druggan K., Arlinghaus B., Biebler K. et al., 2011; Vestas y fabricantes de aerogeneradores).

Costes de transporte para parques Onshore.

Los principales factores de influencia, en cuanto a costes económicos del transporte, se subdividen en los siguientes apartados asociados a los componentes del aerogenerador a ensamblar en el parque eólico Onshore (en general están incluidos dentro de los costes de instalación del aerogenerador instalado Onshore, según fuentes de fabricantes de aerogeneradores).

- Costes de transportes de las materias primas a los suministradores de sub-componentes y al fabricante de aerogeneradores.
- Costes de transporte de sub-componentes a las plantas de montaje de palas, nacelles y torres.
- Costes de transporte de los grandes componentes del aerogenerador al parque eólico Onshore.
 - Costes de transporte de las palas.
 - Costes de transporte de los bujes.
 - Costes de transporte de las nacelles.
 - Costes de transporte de grandes sub-componentes que se montan en el parque eólico: transformadores, generador, multiplicadora, eje principal, sistemas de refrigeración, etc.
 - Costes de transporte de las torres: de los diferentes tramos metálicos o de hormigón.
 - Costes de transporte de las cimentaciones y sus sub-componentes.

En los anteriores factores de actividad del transporte influyen una serie de factores que se identifican como relevantes en cuanto a su influencia en los costes de transporte de los elementos anteriormente mencionados, y son los citados a continuación:

1-Transporte terrestre. Los factores de influencia en los costes del transporte terrestre son los siguientes.

- Distancia (en km) de la fábrica del suministrador de materia prima a la planta del fabricante de sub-componentes del aerogenerador.
- Distancia (en km) de la fábrica del suministrador de sub-componentes a la planta del fabricante de aerogeneradores.
- Distancia (en km) de la fábrica del suministrador de sub-componentes al parque eólico.
- Distancia (en km) de la planta del fabricante de aerogeneradores al parque eólico.
- Tamaño de la carga (dimensiones y pesos): en función del tipo de carga pueden ser necesarios diferentes tipos de transporte terrestre.
 - Transporte estándar.
 - Transporte especial: son necesarios permisos de circulación, vehículos de escolta, definición de rutas específicas y limitadas, alturas máximas, pesos máximos autorizados.
- Coste del flete del transporte en camión: en Europa, en USA, en China, en otras zonas geográficas.
 - Coste del flete del transporte en camión por km: €/km.
 - Coste del flete del transporte en camión por peso (kg o Ton): €/kg.
- Coste del flete del transporte en tren: en Europa, en USA, en China, en otras zonas geográficas.
 - Coste del flete del transporte en tren por km: €/km.
 - Coste del flete del transporte en tren por peso (kg o Ton): €/kg.

2-Transporte marítimo. Los factores de influencia en costes del transporte marítimo son los siguientes.

- Distancia (en km) desde el puerto de embarque del suministrador de materia prima al puerto de destino del fabricante de sub-componentes del aerogenerador.
- Distancia (en km) desde el puerto de embarque del suministrador de sub-componentes al puerto de destino del fabricante de aerogeneradores.
- Distancia (en km) de la fábrica del suministrador de sub-componentes al puerto de destino del parque eólico.
- Distancia (en km) de la planta del fabricante de aerogeneradores al puerto de destino del parque eólico.
- Tipo de barco necesario en función de la tipología de la carga por dimensiones y pesos:
 - Buques de transporte (*Multi-purpose*).
 - Buques de gran tonelaje (*Bulk Carrier*).
- Coste del flete del transporte en barco: en Europa, en USA, en China, en otras zonas geográficas.
 - Coste del flete del transporte marítimo por km: €/km.
 - Coste del flete del transporte marítimo por peso (kg o Ton): €/kg.
 - Coste del flete del transporte marítimo por contenedor (tamaño en pies): €/tamaño del contenedor.

3-Transporte aéreo. Los factores de influencia en costes del transporte aéreo son los siguientes.

- Distancia (en km) desde el aeropuerto de embarque del suministrador de materia prima al aeropuerto de destino del fabricante de sub-componentes del aerogenerador.
- Distancia (en km) desde el aeropuerto de embarque del suministrador de sub-componentes al aeropuerto de destino del fabricante de aerogeneradores.
- Distancia (en km) desde el aeropuerto de embarque del suministrador de sub-componentes al aeropuerto de destino del parque eólico.
- Distancia (en km) desde el aeropuerto de embarque del fabricante de aerogeneradores al aeropuerto de destino del parque eólico.
- Coste del flete del transporte aéreo: en Europa, en USA, en China, en otras zonas geográficas.
 - Coste del flete del transporte aéreo por km: €/km.
 - Coste del flete del transporte aéreo por peso (kg o Ton): €/kg.

Costes de transporte para parques Offshore.

Los principales factores de influencia, en cuanto a costes económicos del transporte, asociados a los componentes del aerogenerador a ensamblar en el parque eólico Onshore son aplicables a los parques Offshore (en general están incluidos dentro de los costes de instalación del aerogenerador instalado Offshore). Adicionalmente los parques eólicos Offshore presentan unos factores de costes que son específicos del sector Offshore, entre los cuales los más relevantes por impacto en costes se desarrollan a continuación.

- Costes de carga y descarga en los barcos de transporte e instalación: en el puerto de consolidación para embarque.
- Costes del flete del transporte marítimo: desde el puerto de consolidación hasta el emplazamiento del parque Offshore. Los costes varían en función del tipo de barco utilizado:
 - Costes de transporte marítimo (€/hora o €/día): en barco de transporte solamente.
 - Costes de transporte marítimo (€/hora o €/día): en barco de instalación y transporte según tipos
 - *Jack-Up* con grúa: barco.
 - *Jack-Up* con grúa: arrastrado.
 - *Semi Jack-up*.
 - Barco grúa de transporte e instalación.
- Costes del barco grúa principal en el emplazamiento Offshore (€/hora o €/día): para realizar operaciones de descarga de componentes desde los barcos de transporte o instalación.
- Costes del barco grúa auxiliar en el emplazamiento Offshore (€/hora o €/día): para realizar operaciones de descarga de componentes desde los barcos de transporte o instalación.
- Costes del flete de barcos de transporte de personal de instalación y mantenimiento (€/hora o €/día).

- Costes del flete de barcos de apoyo logístico a la instalación (€/hora o €/día).
- Costes del flete de barcos de la instalación de cable submarino (€/hora o €/día).
- Costes del flete de barcos de cimentación en el lecho marino (€/hora o €/día).
- Costes del flete de helicópteros para el transporte de personal, componentes y servicio (€/hora o €/día).
- Velocidad de los barcos de transporte (nudos/hora ó m/s): a su vez está en función de los siguientes factores.
 - Velocidad del barco a plena carga: nudos/hora ó m/s.
 - Carga máxima del barco de transporte: Toneladas.
- Velocidad de los barcos de instalación y de los barcos grúas (nudos/hora ó m/s): a su vez está en función de los siguientes factores.
 - Velocidad del barco: nudos/hora ó m/s.
- Limitaciones de carga del puerto de embarque:
 - Accesos terrestres.
 - Accesos marítimos para los barcos: calado del puerto, anchura de los accesos marinos, etc.
 - Plataformas de carga (toneladas permitidas).
 - Equipamientos disponibles: grúas, pórticos de grúas, muelles, instalaciones hidráulicas, etc.
 - Condiciones ambientales y meteorológicas medias.

2.6.3.4. Instalación en el emplazamiento del parque eólico.

En relación a los costes de instalación de los aerogeneradores, en el punto 2.6.35. se desarrolló la estructura de costes correspondientes a los modelos Onshore y Offshore. El porcentaje de contribución a los costes totales de la instalación de un parque eólico Onshore es del orden de un 1% a un 2% (BTM, IHS Emerging Energy Research), mientras que en el caso de los aerogeneradores Offshore dichos costes son muy relevantes oscilando entre un 23% y un 27% en función de los modelos y sistemas de instalación utilizados (MAKE, 2011; BTM, 2010 y 2011; IHS Emerging Energy Research; Willow C., Valpy B., 2011; GWEC, 2010, 2011 y 2012; Douglas-Westwood, 2010; Vestas y fabricantes de aerogeneradores).

Costes de instalación del aerogenerador Onshore en parque eólico.

En un parque eólico Onshore, una vez que se ha finalizado la fase de cimentación en el emplazamiento terrestre para cada aerogenerador y una vez que se ha realizado el transporte de los componentes al emplazamiento, el proceso de instalación de los aerogeneradores en un parque eólico Onshore se puede subdividir en los siguientes grupos de operaciones principales (EWEA, 2011; Willow C., Valpy B., 2011; GWEC, 2010, 2011 y 2012; Douglas-Westwood, 2010):

- Instalación del aerogenerador Onshore.
- Instalación de los componentes eléctricos: conexionado del cable terrestre al aerogenerador que conectará a la subestación en tierra del distribuidor de energía eléctrica.

Los principales factores, relacionados con los costes económicos, que influyen en la instalación de un parque eólico Onshore, según las diferentes fuentes consultadas se indican a continuación.

- Factor de condiciones meteorológicas adversas (*Downtime*): paradas en el proceso de instalación en tierra debido a las malas condiciones meteorológicas.
- Periodo de instalación: entre abril y noviembre en el hemisferio norte debido a las condiciones meteorológicas.
- Medios de carga y descarga de materiales: en el emplazamiento terrestre.
- Mano de obra especializada: para instalación en el emplazamiento terrestre.
- Tipo de método de montaje e instalación de los aerogeneradores utilizado en el emplazamiento: afectan a los costes de instalación en €/hora y €/día.
- El tiempo medio de instalación del aerogenerador en el parque Onshore: 1 día de media por aerogenerador.

- Precio del petróleo: €/barril y \$/barril de los tipos Brent y Texas.
- Factores de demanda y suministro del sector de aerogeneradores Onshore:
 - N° de proyectos instalados cada año: cantidad y tendencia del mercado en cuanto a N°.
 - N° de aerogeneradores a instalar por cada proyecto: tendencia a incrementarse en N°.
 - N° de proyectos a instalar por cada estación útil de montaje en tierra.
 - Incremento del tamaño de los aerogeneradores Onshore: dimensiones y diámetro de rotor.
 - Incremento peso de los aerogeneradores Onshore: toneladas.
 - Incremento de la altura de la torre: metros.
 - Incremento de la distancia a las rutas logísticas en emplazamientos remotos.
 - Requerimientos de mantenimiento y servicio más exigentes.
 - Operaciones previstas de *Re-Powering* (sustitución de los aerogeneradores por otros con mayor potencia).
- Disponibilidad de grúas para las operaciones de izado y montaje en el parque Onshore.
- Disponibilidad de vías de acceso a los parques Onshore: inversión necesaria en caso de inexistencia.

Costes de instalación del aerogenerador Offshore en parque eólico.

En un parque eólico Offshore, una vez que se ha finalizado la fase de cimentación en el lecho marino para cada aerogenerador y que se ha realizado el transporte de los componentes al emplazamiento marino, el proceso de instalación de los aerogeneradores Offshore en un parque eólico marino se puede subdividir en los siguientes grupos de operaciones principales (IHS Emerging Energy Research; Willow C., Valpy B., 2011; GWEC, 2010, 2011 y 2012; Douglas-Westwood, 2010):

- Instalación del aerogenerador Offshore.
- Instalación de la subestructura en la cimentación de cada aerogenerador Offshore.
- Instalación de los componentes eléctricos: instalación del cable submarino en el lecho del mar, conexión del cable submarino al aerogenerador, instalación de la subestación Offshore.

En la Figura 2.6.58. se presenta una distribución típica de porcentaje de reparto de los costes totales de los procesos de instalación en un parque eólico Offshore: el mayor porcentaje de los costes es para la instalación de la subestructura en la cimentación (50%), siendo de un 30% los costes de instalación de los componentes eléctricos y de un 20% los costes de instalación del aerogenerador Offshore. Los costes de instalación varían en función de múltiples factores que se analizarán posteriormente, siendo un dato de referencia unos costes diarios de 95000 € (Douglas-Westwood en 2008).

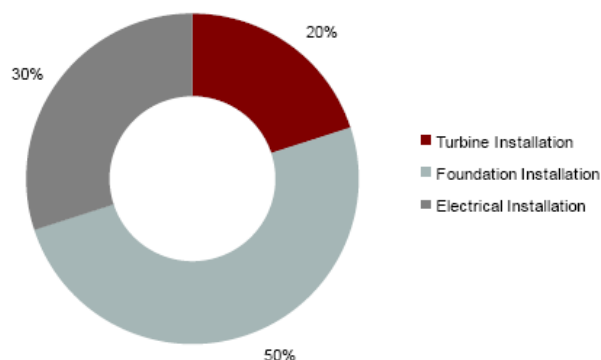


Figura 2.6.58. Esquema comparativo de los costes totales de instalación de un parque eólico Offshore (Fuente: Douglas-Westwood).

En la Figura 2.6.59. se presenta como referencia una distribución típica de un parque eólico Offshore con la disposición de los aerogeneradores en hileras, los cables de conexión *array* en el parque, la subestación Offshore y la conexión eléctrica con tierra mediante el cable submarino *export*. Asimismo se muestra un ejemplo de instalación en parque de un aerogenerador Offshore.

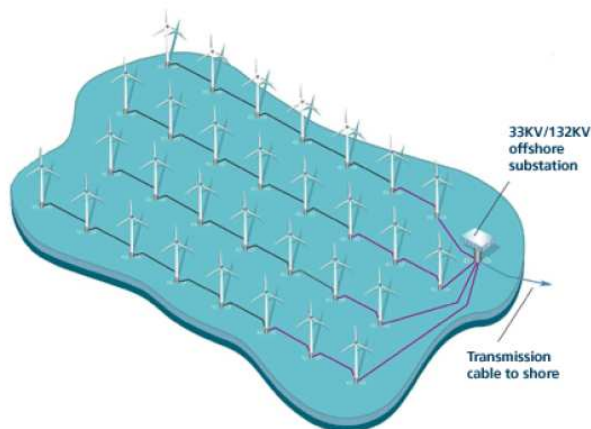


Figure 15: Barrow Offshore Wind Farm Grid Layout
Source: BOWind



Figura 2.6.59. Esquema genérico de configuración de un parque eólico Offshore y su proceso de instalación (Fuente: BOWind y A2SEA A/S).

Los principales factores, relacionados con los costes económicos, que influyen en la instalación de un parque eólico Offshore, según las diferentes fuentes consultadas estando entre ellas los fabricantes de aerogeneradores y componentes (Douglas-Westwood, 2010; EWEA, MAKE, Roland Berger, Wind Energy Update, BTM, GE, Vestas, Siemens, ABB, Ramboll, Renewable UK et al.), se indican a continuación.

- Distancia a la costa del parque eólico Offshore (km).
- Profundidad del agua en el emplazamiento marino (m).
- Condiciones y tipo de lecho marino del emplazamiento.
- Tipo de subestructura metálica utilizada: Jacket, monopilote, trípode, etc.
- Peso de la subestructura metálica utilizada: toneladas.
- Número de subestructuras metálicas utilizadas.
- Barcos de instalación y montaje: características demandadas por el mercado de aerogeneradores Offshore que afectan a los costes de los barcos necesarios para la instalación y montaje.
 - Disponibilidad de barcos de instalación y de barcos grúas: condiciones de alquiler.
 - Plazo de entrega de nuevos barcos de instalación y barcos grúas: meses.
 - Nuevos barcos de instalación y barcos grúas: inversión requerida por el propietarios (€/nuevo barco).
 - Número de barcos de transporte e instalación Offshore en proceso de fabricación: N°.
 - Contrato de alquiler: factor de condiciones meteorológicas adversas (*Downtime*), costes de penalizaciones y costes de seguros.
 - Planificación del periodo de reserva en firme de barcos de instalación de aerogeneradores, de barcos grúas barcos y de barcos de instalación de subestructuras de acuerdo a las necesidades en tiempo de cada proyecto: meses.
 - Capacidad de los barcos para realizar instalaciones de aerogeneradores de más de 5 MW y en aguas de más de 30m de profundidad.
 - N° total de barcos de instalación requeridos por parque Offshore: 1 barco puede montar máximo 100 aerogeneradores/año.
 - Capacidad de realizar operaciones repetitivas de instalación en el parque Offshore.
 - Velocidad de instalación de los principales componentes por parte de los barcos de instalación (m/s):
 - Palas.
 - Torre.
 - Nacelle.
 - Subestructura metálica.

- Pieza de transición.
- Cimentación en el lecho marino.
- Capacidad de izado de las grúas en toneladas de los barcos de instalación: barcos grúas, *Jack-Up*, etc.
- Control de impacto de montaje del aerogenerador en la subestructura: < 0,3 g.
- Sistemas de alineamiento del montaje del aerogenerador: precisión establecida.
- Distancia a la costa del parque eólico Offshore (km).
- Profundidad del agua en el emplazamiento marino (m).
- Tamaño y pesos de los aerogeneradores Offshore.
- Optimización de las operaciones de instalación y montaje en el periodo climatológico disponible en el emplazamiento.
- Factor de condiciones meteorológicas adversas (*Downtime*): paradas en el proceso de instalación en el mar debido a las malas condiciones meteorológicas.
- Periodo de instalación: entre abril y octubre en el hemisferio norte debido a las condiciones meteorológicas y al estado del mar.
- Medios de carga y descarga de materiales: en puerto de consolidación.
- Mano de obra especializada: para instalación en el emplazamiento marino.
- Complejidad de la instalación en el mar: número de operaciones, tipos de barcos y tipos de grúas necesarias.
- Tipo de método de pre-montaje e instalación de los aerogeneradores utilizado en el emplazamiento: afectan a los costes de instalación en €/hora y €/día. Se presentan tres tipologías utilizadas actualmente como estrategias de instalación de parques eólicos Offshore (EWEA, Fichaux N., Wilkes J., 2009).

-Pre-montaje en puerto (ver Figura 2.6.60): los componentes principales del aerogenerador Offshore como la torre, nacelle, rotor, palas y subestructura metálica son enviadas desde el puerto de embarque hasta un segundo puerto de consolidación próximo al emplazamiento marino donde se llevan a cabo las operaciones finales de pre-montaje. Cuando se han finalizado los pre-montajes, los componentes se embarcan en un barco de instalación y transporte hasta el emplazamiento marino. Allí se lleva a cabo la instalación secuenciada en diferentes operaciones: montaje de la subestructura metálica, torre, nacelle, rotor y palas.



SOURCE: BVG Associates (40b)

Figura 2.6.60. Esquema genérico de la estrategia de instalación de aerogeneradores Offshore con puerto de embarque (M), con puerto de pre-montaje (C) y parque eólico (WF) (Fuente: BVG Associates y EWEA).

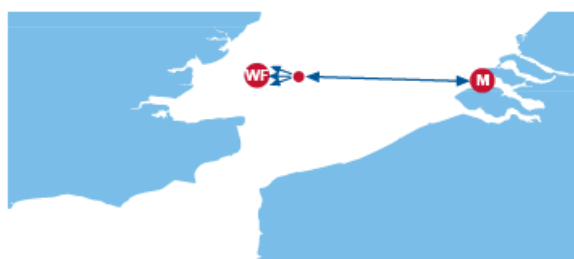
-Montajes y pre-montajes en puerto (ver Figura 2.6.61): las operaciones de montaje de subconjuntos del aerogenerador Offshore se lleva a cabo en las instalaciones del puerto de consolidación. Los pre-montajes del aerogenerador y sus componentes se embarcan en un barco de instalación y transporte hasta el emplazamiento marino. Allí se lleva a cabo la instalación secuenciada en diferentes operaciones: montaje de la subestructura metálica, torre, nacelle, rotor y palas. Se evita la utilización de barcos de transporte adicionales. Una opción alternativa es realizar el montaje del aerogenerador completo en puerto, transportarlo al emplazamiento y en una sola operación de izado instalarlo en la subestructura.



SOURCE: BVG Associates

Figura 2.6.61. Esquema genérico de la estrategia de instalación de aerogeneradores Offshore con puerto de pre-montaje (M) y parque eólico (WF) (Fuente: BVG Associates y EWEA).

-Montaje e instalación Offshore (ver Figura 2.6.62): todos los componentes del aerogenerador Offshore se embarcan en puerto en un barco solo para transporte hasta el emplazamiento Offshore. Una vez allí se descargan en un barco de instalación (*Jack-up* u otro tipo) y allí se lleva a cabo la instalación secuenciada en diferentes operaciones: montaje de la subestructura, torre, nacelle, rotor y palas. Requiere una operación adicional de descarga en el mar, pero el uso del barco de instalación no se destina al transporte de componentes desde el puerto.



SOURCE: BVG Associates

Figura 2.6.62. Esquema genérico de la estrategia de instalación de aerogeneradores Offshore con puerto de pre-montaje (M), barco de instalación en alta mar en el parque eólico (WF) (Fuente: BVG Associates y EWEA).

- El tiempo medio de instalación del aerogenerador en el parque Offshore: 1 día a 2,5 días de media por aerogenerador.
- N° total de aerogeneradores montados por barco: n° de aerogeneradores/año.
- Precio del petróleo: €/barril y \$/barril de los tipos Brent y Texas.
- Precios en función de la demanda de barcos de transporte e instalación en el sector del gas y petróleo: €/día.
- Factores de demanda y suministro del sector de aerogeneradores Offshore:
 - N° de proyectos instalados cada año: cantidad y tendencia del mercado en cuanto a N°.
 - N° de aerogeneradores a instalar por cada proyecto: tendencia a incrementarse en N°.
 - N° de proyectos a instalar por cada estación útil de montaje en el mar: tendencia a incrementarse en N°.
 - Incremento del tamaño de los aerogeneradores Offshore: dimensiones y diámetro de rotor.
 - Incremento peso de los aerogeneradores Offshore: toneladas.
 - Incremento de la altura de la torre: metros.
 - Incremento de la profundidad del agua de los emplazamientos marinos.
 - Requerimientos de mantenimiento y servicio más exigentes.
 - Operaciones previstas de *Re-Powering* (sustitución de los aerogeneradores por otros con mayor potencia).
 - Atracción de otros sectores industriales: debido a la alta tasa de pago €/día del sector de instalación de aerogeneradores Offshore.

- Instalación de la subestructura en la cimentación: presenta una serie de factores de coste que están a su vez en función del tipo de estructura utilizada en el emplazamiento.
 - Barcos específicos para montaje de subestructura: son más operativos y eficientes en costes que los barcos de instalación de aerogeneradores (€/día).
 - Tipo de barco utilizado en función del tipo de subestructura instalada: el coste varía (€/día) en función de las dimensiones y del peso (toneladas).
 - Monopilote, trípode, *Jacket*: barco utilizado del tipo *Jack-Up* o barcos de instalación Auto-propulsados.
 - Base de gravedad (en hormigón o en estructura metálica): barco utilizado del tipo barco grúa y barcos de transporte.
 - N° de barcos de instalación necesarios por parque eólico: N°.
 - Tiempo de instalación media de la subestructura: entre 1 y 2 días en función del tipo.
 - Costes de los equipamientos especializados: para perforación del lecho marino (martillos, etc.).
- Instalación y conexionado del cable submarino:
 - Barcos específicos para montaje de cable submarino: (€/día).
 - Disponibilidad de barcos específicos: periodo de reserva (meses).
 - Costes de personal especializado: €/día.
 - Tiempo de instalación media del cable submarino: n° de días en función de los factores
 - Distancia entre aerogeneradores.
 - Distancia del parque Offshore a la costa.
 - Costes de los equipamientos especializados:
 - Para conexionado del cable a los aerogeneradores Offshore.
 - Para unión de los cables en alta mar.
- Puertos de embarque hacia el parque eólico Offshore: características demandadas por el mercado de aerogeneradores Offshore que afectan a las condiciones técnicas necesarias así como a los equipamientos mínimos o costes de inversión necesarios, para poder llevar a cabo las operaciones de almacenaje, pre-montaje, carga y descarga de componentes, y el transporte necesario previo a la instalación y montaje en el parque marino. Los principales factores que afectan desde el punto de vista económico se indican a continuación (Downwind y EWEA).
 - Profundidad necesaria en el puerto: para poder ser utilizado con barcos de instalación.
 - Muelles reforzados: para poder ser utilizado con componentes de elevados tonelajes a cargar en los barcos de instalación.
 - Áreas de almacenaje de grandes dimensiones (al aire libre): con costes de alquileres competitivos (€/año).
 - Almacenes cubiertos: mínima superficie entre 1000 y 1500 m².
 - Capacidad para llevar a cabo operaciones de pre-montaje de grandes componentes en el puerto, para ello deberán de cumplirse una serie de requisitos o en su defecto realizar la inversión que corresponda (Downwind):
 - Dimensiones del área de almacenaje: entre 60000 y 250000 m².
 - Vía o carretera dedicada para el transporte entre el almacén y el muelle del puerto.
 - Longitud del muelle: mínimo entre 150 y 250 m.
 - Capacidad de carga del muelle: entre 3 y 6 ton/m².
 - Lecho marino del muelle con suficiente capacidad de resistencia.
 - Profundidad del agua en el muelle: mínimo 6 m.
 - Accesos para barcos pequeños: pontones o pasarelas.
 - Accesos al puerto para camiones de gran tonelaje.
 - Helipuerto: para realizar vuelos de transporte con helicópteros.
 - Disponibilidad de uso para los requerimientos de instalación de aerogeneradores Offshore.
 - Disponibilidad horaria completa para realizar las operaciones de carga, transporte, instalación, servicio, etc.
 - Instalaciones adecuadas en tonelaje para operaciones de carga y descarga.
 - Instalaciones disponibles de reportaje de agua, combustible, electricidad.

Otros costes relevantes asociados a la instalación de los aerogeneradores en el emplazamiento se consideran incluidos dentro de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) tanto para parques eólicos Onshore como Offshore y se indican las principales actividades asociadas en cuanto a costes según han sido detalladas en el punto 2.6.2.5. (ECN, Obdam, T., 2007; Broehl, J., 2010).

- Costes de comisionado de parque eólico: la influencia en el coste del proceso de comisionado de los aerogeneradores, tanto Onshore como Offshore, están influenciados por los siguientes factores.
 - Costes de la operación de comisionado completa: realizada por compañías especializadas.
 - Tiempo de realización del comisionado del parque eólico completo.
 - Coste del flujo cesante: energía sin producir debido al tiempo de comisionado.
- Costes de puesta en marcha del aerogenerador en el parque eólico.
- Costes de garantías: reparaciones y costes de fallos ocurridos dentro del periodo de garantía del aerogenerador.
- Costes de fallos fuera de garantía: están incluidas dentro de los costes de operación y mantenimiento (OPEX).
- Costes de lucro cesante: son los aplicados por el cliente final del aerogenerador debido a paradas en el funcionamiento del aerogenerador debido a fallos en el mismo y que ocasionan la parada del mismo.

2.6.4. Coste del ciclo de vida (LCA: *Life Cycle Analysis*) de los aerogeneradores.

El análisis del coste del ciclo de vida de los aerogeneradores (LCA: *Life Cycle Analysis*), es un aspecto a considerar para poder completar la visión global sobre los factores económicos y financieros de la energía eólica. En este apartado se presenta una breve introducción del tema, al no estar dentro del alcance de la tesis, planteándose como un área de desarrollo de futuros estudios de investigación.

Las fases completas del ciclo de vida (LCA) de un aerogenerador son las siguientes (Bolinger M., Wiser, R. et al., 2011; Vestas y fabricantes de aerogeneradores):

- Fases de diseño.
- Fases de fabricación.
- Fase de almacenamiento en plantas de fabricación y montaje.
- Fase de transporte y almacenaje intermedio.
- Fase de la instalación en el parque eólico
- Fase de generación de energía en operación.
- Fase de mantenimiento.
- Fase de desinstalación del aerogenerador.
- Fase de reciclaje del aerogenerador

Según indican las fuentes consultadas (Vestas; Wiser, R. et al.), el análisis del coste del ciclo de vida de los aerogeneradores indica que la cantidad de electricidad generada por los mismos en operación durante su vida útil es muy superior a la cantidad de energía consumida por el resto de ciclos de vida consumidos en las fases de fabricación, transporte e instalación. El retorno de la inversión (Pay-back) se produce generalmente en menos de un año. Los principales factores analizar desde el punto de vista de consumo de energía en el análisis del coste del ciclo (LCA) de vida de los aerogeneradores son los siguientes:

- I. Fabricación del aerogenerador.
- II. Transporte hasta el emplazamiento del parque eólico.
- III. Operación del aerogenerador: durante la vida útil del mismo.
- IV. Proceso de desmontaje y reciclaje del aerogenerador: una vez terminada su vida útil.

En lo que respecta a la influencia en los precios y costes de venta del aerogenerador son los factores I y II los que influyen de manera directa, los cuales se encuentran incluidos en parte en los costes de materias primas.

Los datos de consumo de energía primaria en cada fase del análisis del coste del ciclo de vida de los aerogeneradores se indican en la Figura 2.6.63., donde se muestran los desgloses en kg de masa utilizados para la producción de 1 kWh de electricidad producida por un aerogenerador tipo Onshore de 1,65 MW

Vestas, desglosados para las fases de fabricación del aerogenerador, transporte, operación y proceso de desmontaje y eliminación del aerogenerador.

Input for 1 kwh electricity delivered from V82-1.65 based onshore wind power plant [kg/kWh]					
	Total	Production	Transport	Operation	Disposal, incl. recovery of metals
Water (fresh) [kg]	3.79E-02	6.76E-02	6.81E-05	1.32E-07	-2.97E-02
Stone [kg]	3.59E-03	3.59E-03	0.00E+00	1.60E-13	3.92E-16
Inert rock [kg]	2.08E-03	1.94E-03	0.00E+00	0.00E+00	1.43E-04
Hard coal [kg]	1.11E-03	2.21E-03	1.48E-06	1.81E-07	-1.11E-03
Iron [kg]	9.94E-04	4.01E-03	2.92E-08	2.39E-10	-3.01E-03
Crude oil [kg]	7.14E-04	5.41E-04	3.03E-04	1.01E-05	-1.40E-04
Natural gas [kg]	5.27E-04	4.87E-04	1.81E-05	1.42E-07	2.09E-05
Limestone [kg]	3.26E-04	3.29E-04	6.39E-08	4.23E-09	-2.36E-06
Lignite [kg]	2.25E-04	2.60E-04	2.66E-08	1.14E-09	-3.58E-05
Sodium chloride (rock salt) [kg]	1.39E-04	1.41E-04	4.18E-08	1.07E-10	-2.40E-06
Quartz sand [kg]	1.23E-04	1.23E-04	4.39E-10	1.25E-09	-5.55E-07
Soil [kg]	3.43E-05	3.43E-05	0.00E+00	0.00E+00	6.53E-08
Kaolin [kg]	1.98E-05	1.98E-05	0.00E+00	0.00E+00	4.13E-11
Gypsum [kg]	1.44E-05	1.44E-05	0.00E+00	0.00E+00	1.55E-09
Dolomite [kg]	1.11E-05	3.42E-05	0.00E+00	0.00E+00	-2.31E-05
Colemanite [kg]	1.10E-05	1.10E-05	0.00E+00	0.00E+00	2.30E-11
Aluminum [kg]	8.26E-06	8.89E-06	2.33E-08	9.54E-11	-6.54E-07

Figura 2.6.63. Tabla con el consumo de energía primaria en kg/kWh para las diferentes fases del ciclo de vida de un aerogenerador Onshore de 1,65 MW (Fuente: Vestas).

En la Figura 2.6.64. se indican, como ejemplo de referencia utilizando un aerogenerador tipo Onshore de 1,65 MW Vestas, los consumos en GJ/KW y en % de energía primaria de diferentes orígenes empleados en las fases de fabricación del aerogenerador, transporte e instalación del mismo. Se observa un elevado porcentaje de consumo de energías fósiles como el petróleo, (28 %), carbón (41 %) y gas natural (19 %), presentando un consumo total estimado de 9,36 GJ/kW para el ciclo de vida total (LCA) en esas fases.

	GJ / kW	% Contribution
Crude oil*	2.635	28%
Hard coal*	3.808	41%
Lignite*	0.170	2%
Natural gas*	1.750	19%
Uranium	0.428	5%
Biomass	0.201	2%
Wind	0.008	0%
Hydro	0.348	4%
Solar	0.007	0%
Geothermal	0.002	0%
Total	9.357	100%

Figura 2.6.64. Tabla con el consumo de energía primaria y % de contribución en la vida de un aerogenerador Onshore de 1,65 MW para las fases de fabricación y transporte del mismo(Fuente: Vestas).

Para poder obtener el consumo de energía primaria de las fases de fabricación del aerogenerador y transporte del mismo, es necesario sustraer el consumo de energía ya incluido en la fabricación de las materias primas (por ejemplo en la transformación del acero). Para ello se utilizan los datos del consumo de energía total en las materias primas utilizadas, según los datos de la tabla mostrada en la Figura 2.6.65. (Aerogenerador Vestas Onshore 1,65 MW). El valor total de energía primaria incluida en las materias primas es de 6,372 GJ/kW, se resta de los datos de la tabla de la Figura 2.6.64., cuyo valor es 9,36 GJ/kW para la energía primaria en las fases de fabricación y transporte del aerogenerador, obteniéndose que el valor del ciclo de análisis de vida del aerogenerador mencionado en las citadas fases de fabricación, transporte e instalación es de 2,99 GJ/kW. Esto nos indica que aproximadamente un tercio del consumo de energía primaria total utilizado es el que se emplea en las mencionadas fases (Wiser, R. et al.).

	Vestas 1.65 MW	Primary Energy Consumption	
	kg/kW	MJ/kg	GJ/kW
Steel*	112.7	25.65**	2.890
Concrete	487.9	3.68	1.795
Fiberglass/Resin	18.2	45.7***	0.831
Iron/Cast Iron	17.8	36.3	0.645
Copper	1.8	78.2	0.137
Aluminum	1.9	39.15**	0.074
Total	640.1		6.372

Figura 2.6.65. Tabla con el consumo de energía primaria y % de contribución en la vida de un aerogenerador Onshore de 1,65 MW para las fases de fabricación y transporte del mismo (Fuente: Vestas).

Como síntesis indicar que los principales factores, desde el punto de vista del impacto económico en el análisis del ciclo de vida de un aerogenerador, son fundamentalmente los combustibles fósiles y su volatilidad en cuanto a precios en los mercados internacionales:

- Carbón.
- Petróleo.
- Gas natural.

La variación en cuanto a precios de estos tres factores en los mercados internacionales ocasiona una variación en los costes del análisis del ciclo de vida (LCA) de los aerogeneradores. El resto de factores energéticos como son la contribución de la energía nuclear y las energías primarias de origen renovable son mucho más estables en precios y su influencia es constante.

Según indica el laboratorio danés RISO (ver Figura 2.6.66.) la relación entre la incertidumbre en cuanto a cómo manejar el reciclaje de los diferentes sub-componentes de los aerogeneradores y los daños ocasionados al medio ambiente presentan que los más críticos son las palas y las nacelles.

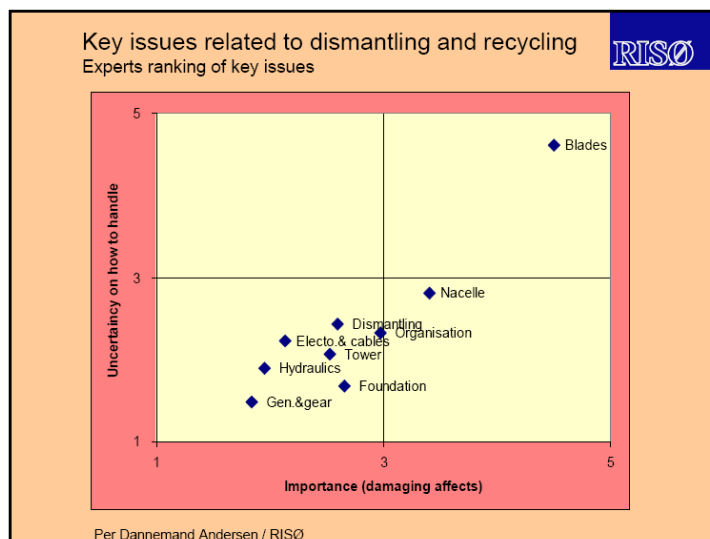


Figura 2.6.66. Tabla comparativa del reciclaje de componentes de aerogeneradores en función de la dificultad de reciclaje y efectos sobre el medio ambiente (Fuente: RISO).

El presente apartado se presenta como una introducción preliminar al tema del análisis del ciclo de vida de un aerogenerador, por lo que para poder profundizar el autor plantea consultar bibliografía específica sobre el tema.

2.6.5. Otros aspectos del entorno económico y financiero aplicables a la energía renovable eólica.

Además de los factores económicos y financieros específicos investigados en los puntos anteriores, es preciso mencionar los siguientes factores de influencia económicos y financieros generales en la energía eólica tanto Onshore como Offshore (AEE, EWEA y otros autores de la bibliografía):

- Entorno económico: regional, nacional e internacional.
- Política económica: de los gobiernos nacionales y de la Unión Europea.
- Evolución global de los costes de las principales materias primas utilizadas en los aerogeneradores.
- Variaciones en la demanda de energía eléctrica: está influenciada por la situación del entorno económico.
- Variaciones en los precios del petróleo y del gas natural en los mercados internacionales.
- Relación de cambio con respecto al euro de las divisas internacionales: del dólar americano, libra esterlina, yuan chino, etc. La relación del cambio afecta a las importaciones y exportaciones en divisas.
- Legislación aplicable a las energías renovables eólicas: la legislación vigente y los cambios legislativos que se producen afectan al sector eólico a nivel nacional e internacional, así como a su competitividad.
- Conexión a la red eléctrica: requisitos de cumplimiento de códigos de conexión a la red y limitaciones en la distribución de energía eléctrica.
- Tecnología eólica: avances tecnológicos a implantar en los aerogeneradores eólicos, en muchos casos asociados a proyectos de inversión tecnológica de desarrollo de productos por parte de fabricantes, gobiernos, organismos internacionales, organismos sectoriales, etc.
- Factores de competencia del mercado eólico: nuevas compañías entrantes, fabricantes de aerogeneradores asiáticos, estrategias de precios, modelos de cadena de suministro utilizado, etc.
- Factores de la economía de la producción de aerogeneradores:
 - Relación entre la producción y los costes de producción obtenidos.
 - Precio de los factores productivos: materias primas, mano de obra, coste de instalaciones, salarios, tasa de inflación, etc.
 - Combinaciones de los factores productivos, tecnologías y cadena de suministro: la selección óptima proporcionará los costes más competitivos del producto en la ubicación determinada.
 - Control de los factores productivos en el corto plazo: se pueden controlar y ajustar los costes de las materias primas, mano de obra, etc., pero no los costes fijos como los costes de la planta de producción, el equipamiento.
 - Control de los factores productivos en el medio plazo: se pueden controlar y ajustar todos los costes y todos los factores, al ser todos los factores variables en el tiempo y ninguno fijo.
 - Gestión de los productos marginales: agrupación de lotes para obtener costes competitivos utilizando la regla del coste mínimo para producir una determinada gama de productos.

2.6.6. Síntesis de factores y aspectos económicos y financieros aplicables al sector de la energía renovable eólica.

Como resultado de la investigación de este capítulo de la tesis, en este apartado se presentan como síntesis de los factores económicos y financieros identificados, evaluados y analizados, unas matrices de síntesis con los factores de cada sub-apartado del capítulo. En cada matriz se identifican los factores económicos y financieros evaluados e investigados que son relevantes según las fuentes y bibliografía consultadas, así como los criterios de identificación de cada factor y la responsabilidad funcional de cada factor. Todo ello según el planteamiento de los objetivos de la presente tesis y en relación a los factores económico-financieros que presentan, según las fuentes, una influencia relevante en el desarrollo e implantación de la energía eólica Onshore y Offshore.

En los puntos siguientes se presenta la matriz de síntesis correspondiente a cada apartado y sub-apartado desarrollado en el punto 2.6 del capítulo 2.

Factores del apartado 2.6.2. Factores económicos y financieros aplicables a la energía renovable eólica: tipología y estado de la cuestión.

La matriz resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros aplicables de apoyo de las administraciones públicas a la energía eólica se presenta de manera sintetizada en la Figura 2.6.67., según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: APOYO DE LAS ADMINISTRACIONES PUBLICAS A LA ENERGIA EOLICA

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: APOYO DE LAS ADMINISTRACIONES PUBLICAS A LA ENERGIA EOLICA	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
INCENTIVOS FISCALES	o <u>Concesiones (Grants)</u> : asistencia monetaria pública que no precisa de devolución pero sujeta a condiciones específicas de certificaciones o mantenimiento de estándares prefijados por la autoridad competente. Proporcionan una reducción de las inversiones y se pueden también materializar como créditos en condiciones ventajosas.	IPCC; Lensink, S; UE; EWEA; AWEA; DOE; AEE; I.D.A.E.	UE; GOBIERNOS; CCAA.
	o <u>Primas a la producción renovable eólica (Energy Production Payment)</u> : la administración pública paga directamente una cantidad a cada kWh producido en cada parque eólico una vez cumplidos los requisitos establecidos por la legislación vigente.		
	o <u>Exención de impuestos (Tax Credit Payment)</u> : proporciona al promotor eólico de una exención del pago de impuestos anuales en función de la inversión realizada en la instalación o en base a la energía anual producida.		
	o <u>Depreciación variable o acelerada</u> : permite una reducción de la carga impositiva en los primeros años de explotación de la instalación eólica.		
FINANCIACIÓN PÚBLICA	o <u>Inversiones</u> : se proporciona a cambio de la participación a través de fondos públicos que invierten directamente en activos de energías renovables o a través de participaciones públicas en fondos privados sectoriales.	IPCC; Lensink, S; UE; EWEA; AWEA; DOE; AEE; I.D.A.E.	UE; GOBIERNOS; CCAA.
	o <u>Garantías (Guarantee)</u> : mecanismos financieros de control de riesgos por medio de préstamos de entidades bancarias para compañías y proyectos de energías renovables con riesgo alto.		
	o <u>Préstamos</u> : financiación proporcionada a las empresas o proyectos de energías renovables como retorno de una obligación de deuda. Es proporcionada por el gobierno, por un banco de desarrollo o autoridad inversora y asigna intereses bancarios bajos.		
	o <u>Compras de entidades públicas</u> : realizan compras preferenciales de electricidad de origen eólico y/o equipamiento de las compañías eólicas.		
REGULACIONES NACIONALES	o <u>Cuotas obligatorias en energías renovables (cuantitativas)</u> : se obliga a las partes afectadas (generadores de energía, suministradores y consumidores) a cumplir con los objetivos mínimos en % de producción y consumo de energía eléctrica de origen renovable y eólico.	IPCC; Lensink, S; UE; EWEA; AWEA; DOE; AEE; I.D.A.E.	UE; GOBIERNOS; CCAA.
	o <u>Pago fijo (Feed-in Tariff-FIT)</u> : son factores de precio y se trata de las primas a la producción de energía eléctrica de origen eólico mediante la garantía del pago a un precio fijo por kWh producido, con prioridad de acceso a la red y al suministro, y con obligación de compra de la electricidad producida por parte de las compañías eléctricas en esas condiciones durante un número determinado de años.		
	o <u>Pagos adicionales (Premium Payment)</u> : son factores de precio que garantiza a los productores de energías renovables un pago adicional al de las primas (Feed-in Tariff-FIT) y a los precios del mercado.		
	o <u>Compra de energía verde (Green Energy Purchasing)</u> : es un factor cualitativo que regula el suministro de compras de energía eólica voluntaria por parte de los consumidores más allá de las obligaciones de cuotas obligatorias existentes.		
	o <u>Etiquetado de energía verde (Green Energy Labelling)</u> : es un factor cualitativo que implica que por parte de los gobiernos estos promocionan las energías renovables con objeto de garantizar que los productos cumplen criterios de sostenibilidad con objeto de facilitar la compra voluntaria de energía verde.		
FACTORES DE LA IMPLANTACION DE PRIMAS A LA PRODUCCION EOLICAS	o Obligación de compra de la electricidad por parte de las empresas distribuidoras de electricidad.	IPCC; Lensink, S; UE; EWEA; AWEA; DOE; AEE; I.D.A.E.	UE; GOBIERNOS; CCAA.
	o Prioridad de acceso a la red y de evacuación de la energía eléctrica de origen eólico.		
	o Tarifas de la electricidad basadas en los costes de generación de tecnología eólica.		
	o Evaluaciones del diseño de los aerogeneradores eólicos: en relación a los niveles de ajuste en el corto plazo de las remuneraciones de la energía eléctrica producida, con ajustes incrementales incluidos en la legislación en función de los cambios introducidos en las tecnologías de forma que se promueve la innovación y los cambios técnicos, así como el control de los costes finales.		
	o Tarifas eléctricas disponibles para todos los potenciales generadores de energía eólica.		
	o Tarifas eléctricas garantizadas para un largo periodo de tiempo que asegure un retorno de la inversión (ROI = Return of Investment) adecuado así como su correspondiente financiación.		
	o Integración de costes dentro de la tarifa eléctrica base y su distribución uniforme en cada región y país.		
	o Conexiones de red y procedimientos estandarizados con objeto de asignar costes de transmisión y distribución de la energía eléctrica.		
MARCOS DE APOYO DIRECTO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES: BASADO EN EL PRECIO	<u>Sistemas de primas o tarifas (Feed-in Tariffs)</u> : Presentan dos características principales: <div> <div>La garantía de compra al productor de toda la energía generada durante un periodo de tiempo determinado por parte de las empresas de distribución de electricidad.</div> <div>La definición por parte del regulador público de una tarifa fija o de una prima adicional al precio del mercado por cada MWh inyectado a la red de distribución. Estas primas o tarifas son fijadas por el regulador de forma que el generador de energía renovable obtenga una rentabilidad adecuada de la inversión realizada.</div> </div> <u>Marcos fiscales de apoyo a las energías renovables</u> . Los sistemas de apoyo fiscal se utilizan como mecanismo complementario de apoyo en varios países europeos y como el mecanismo básico en Estados Unidos a través del sistema de exención de impuestos PTC (Production Tax Credit).	IPCC; Lensink, S; UE; EWEA; AWEA; DOE; AEE; I.D.A.E.	UE; GOBIERNOS; CCAA.
	<u>Cuotas y certificados verdes negociables</u> : a los suministradores de energía eléctrica se les impone la obligación de que una parte de la energía suministrada (Cuota) sea de origen renovable. Los generadores de energía renovable reciben un certificado verde por cada MWh generado, el cual tiene un valor económico <u>Sistemas de subastas públicas</u> : Un organismo público propone a diferentes generadores de energía eléctrica presentar ofertas para la construcción de una capacidad adicional de energía renovable		

Figura 2.6.67. Tabla resumen de los factores económicos en relación a los apoyos de las administraciones públicas a la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.2.1. Criterios financieros, inversiones, rentabilidad y retorno de inversiones.

La matriz resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a los criterios financieros, inversiones, rentabilidad y retorno de inversiones de la energía eólica se presenta de manera sintetizada en la Figura 2.6.68., según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: CRITERIOS FINANCIEROS, INVERSIONES, RENTABILIDAD Y RETORNO DE INVERSIONES.

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: ROI, TIR, VAN	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
ROI (RETORNO DE LA INVERSIÓN O RETURN OF INVESTMENT).	$\text{Pay-Back} = \frac{\text{Suma Inversión+Gastos}}{\text{Suma Flujos de caja anuales}} = \text{años}$	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A.; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA;	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	ROI (Retorno de la inversión): mide el periodo de tiempo necesario para obtener el retorno de la inversión de capital acometida en el parque eólico con los aerogeneradores, expresado en años y contabilizando los flujos de caja (cash-flow) obtenidos anualmente por la inversión.		
	Periodo de Reembolso (AÑOS): el menor posible		
	Flujos de caja (Cash-Flow): obtenidos anualmente por la inversión		
VAN (VALOR ACTUAL NETO)	$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$ <p> V_t = los flujos de caja en cada periodo de tiempo t. I_0 = valor del desembolso inicial de la inversión. n = el n° de periodos de tiempo considerados. K = tipo de interés. </p>	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A.; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA;	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	CALCULO del valor presente de un determinado número de flujos de caja (cash-flow) futuros originados por una inversión inicial.		
	El criterio de valoración de los resultados obtenidos con el método del Valor Actual Neto (VAN) son los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> VAN > 0 el proyecto es aceptable financieramente ya que se producirán beneficios sobre la rentabilidad requerida por el proyecto. VAN = 0 el proyecto no producirá ni beneficios ni pérdidas financieramente. Se deben valorar otros factores para tomar la decisión sobre la factibilidad del proyecto. VAN < 0 el proyecto no es aceptable financieramente y se debe rechazar ya que no se producirán beneficios sobre la rentabilidad requerida por el proyecto. 		
TIR (TASA INTERNA DE RETORNO).	TIR: calcula la rentabilidad real generada por los flujos de caja (cash-flow) esperados.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A.; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA;	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	TIR: se conceptualiza también como la tasa de interés o de descuento, con la cual el valor actual neto VAN es igual a cero.		
	TIR: es un indicador de la rentabilidad financiera de un proyecto, resultando que a mayor TIR mayor rentabilidad del proyecto		
	$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1-TIR)^t} - I = 0$ <p> El significado de los acrónimos de la fórmula son los siguientes: F = el flujo de caja (cash-flow) en el periodo t. n = el número de periodos I = el valor de la inversión inicial. </p>		
	TIR se realiza valorando su valor respecto a la tasa de rentabilidad mínima del proyecto (coste de oportunidad): <ul style="list-style-type: none"> Si TIR > r se aceptará el proyecto al proporcionar este una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (coste de oportunidad de la inversión). Si TIR < r se rechazará el proyecto al proporcionar este una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida (coste de oportunidad de la inversión). 		
	CASO DE RIESGO ELEVADO DEL PROYECTO: es preciso utilizar tanto los métodos del TIR y del VAN siendo este último el que predomina en caso de conflicto.		

Figura 2.6.68. Tabla resumen de los factores económicos en relación a los criterios financieros, inversiones, rentabilidad y retorno de inversiones de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

En las Figuras 2.6.69. y 2.6.70. se presenta un caso tipo con la identificación de los factores económicos y financieros en un modelo de inversión en un parque eólico Onshore.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: MODELO DE INVERSIÓN EN UN PARQUE EÓLICO ONSHORE

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: MODELO DE INVERSIÓN EN UN PARQUE EÓLICO ONSHORE	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
CRITERIOS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO	o TIR (Tasa Interna de Retorno) del proyecto.	ENDESA; AEE; I.D.A.E.	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	o TIR (Tasa Interna de Retorno) del inversor.		
	o VAN (Valor Actual Neto) del proyecto.		
	o VAN (Valor Actual Neto) del inversor.		
	o Pay-back del proyecto: años.		
	o Período de tiempo en el que se lleva a cabo la evaluación financiera: años.		
	o Tasa de actualización del VAN: en %.		
	o Inversión: Euros.		
	o Gastos de comisionado del parque eólico: Euros.		
	o Ingresos estimados (flujos de caja en €/año): en el horizonte temporal establecido para el proyecto.		
	o Costes de explotación estimados (€/año):		
	□ Canon o tasa de pago por alquiler de terrenos o de zona marítima: % según facturación.		
	□ Costes estimados de operación: €/kW.		
	□ Costes de mantenimiento fijos del parque eólico: €/kW.		
	□ Costes de mantenimiento variables del parque eólico: €/kW.		
	□ Pagos de tasas a las administraciones locales (IVA, IBI, Impuestos de actividades económicas IAE, etc.): % según facturación.		
	□ Costes de seguros: en función del importe de la inversión.		
	□ Impuestos en función de los Euros/kWh producidos.		
	□ Gastos de personal: Euros/año.		
	□ Gastos de administración: Euros/año.		
	□ Costes del sistema de predicción: Euros/año.		
	□ Costes de mantenimiento de vías de acceso en parques Onshore: €/año.		
	□ Costes de actuaciones de vigilancia medioambiental.		
	o Evolución estimada del IPC (Índice de Precios al Consumo).		
	o Evolución estimada del Euribor: costes de financiación.		
	o Inversión total a realizar en el proyecto.		
	o Vida útil estimada del proyecto de parque eólico: años.		
	o Período de amortización de la inversión: del tipo lineal o acelerada.		
	o Período de amortización de la deuda.		
	o % de apalancamiento: porcentaje de deuda sobre el total de la inversión.		
	o Período de depreciación: años.		
	o Primas a la producción de energía eléctrica de origen eólico: €/kWh.		
	o Exenciones de impuestos o subsidios: €/kW.		
	o Opción de venta de la energía eléctrica a producir: precio estimado según tarifa seleccionada (Tarifa más prima o venta al precio de mercado).		
MODELO DE NEGOCIO DE EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO: DATOS TÉCNICOS	□ Potencia neta (MW): descontadas las pérdidas eléctricas y los autoconsumos del parque.	ENDESA; AEE; I.D.A.E.	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	□ Horas de funcionamiento anuales y acumuladas.		
	□ Disponibilidad en % de funcionamiento.		
	□ Energía generada exportada total (MWh/año): Producción anual descontadas las pérdidas eléctricas y los autoconsumos del parque.		
MODELO DE NEGOCIO DE EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO: DATOS ECONÓMICOS DE LA INVERSIÓN	□ Inversión total en el parque eólico (Euros).	ENDESA; AEE; I.D.A.E.	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	□ Desembolsos en varios conceptos (Euros): convenios de evacuación con el operador de red, materiales varios, gastos de constitución de la sociedad, inversiones adicionales, etc.		
	□ Gastos financieros varios (Euros): comisiones bancarias de apertura e IVA, etc.		
	□ Inversiones anuales (Euros): llevadas a cabo durante la vida del parque eólico.		
	□ Vida útil de la inversión: en años de explotación.		
	□ Período de la amortización: en años.		
	□ Período de aplicaciones de las subvenciones: en años.		
	□ Subvenciones (Euros): primas eólicas, subvenciones públicas, etc.		
MODELO DE NEGOCIO DE EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO: DATOS ECONÓMICOS DE LA FINANCIACIÓN	□ Factor de modulación de la amortización lineal.	ENDESA; AEE; I.D.A.E.	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	□ Capital social (Euros).		
	□ Deuda a largo plazo (Euros).		
	□ Amortización de la deuda más intereses de la deuda (Euros).		
	□ Deuda pendiente al final del período (Euros).		
	□ Deuda circulante pendiente (Euros): IVA de construcción del parque eólico.		
	□ Amortización de la deuda circulante (Euros).		
	□ Intereses de la deuda circulante (Euros).		

Figura 2.6.69. Tabla resumen (Parte 1) con un caso tipo con la identificación de los factores económicos y financieros en un modelo de inversión en un parque eólico Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: MODELO DE INVERSIÓN EN UN PARQUE EÓLICO ONSHORE

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: MODELO DE INVERSIÓN EN UN PARQUE EÓLICO ONSHORE	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
MODELO DE NEGOCIO DE EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO: DATOS ECONÓMICOS DE LOS COSTES DE EXPLOTACIÓN	<input type="checkbox"/> Costes de Operación y Mantenimiento (Euros/MWh).	ENDESA; AEE; I.D.A.E.	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	<input type="checkbox"/> Costes del sistema de predicción (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Costes de convenios con entidades públicas (% de la facturación en Euros).		
	<input type="checkbox"/> Costes del distribuidor de energía (Euros/MWh).		
	<input type="checkbox"/> Costes de seguros (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Costes administrativos (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Impuestos (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Canon de alquiler de terrenos (% de la facturación en Euros).		
MODELO DE NEGOCIO DE EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO: DATOS ECONÓMICOS DE LOS INGRESOS DEL PARQUE EÓLICO	<input type="checkbox"/> Gastos varios (Euros).	ENDESA; AEE; I.D.A.E.	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	<input type="checkbox"/> Precio de venta de la electricidad (€/MWh).		
MODELO DE NEGOCIO DE EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO: DATOS ECONÓMICOS DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO	<input type="checkbox"/> Facturación total por venta de energía eléctrica (Euros): ingresos anuales.	ENDESA; AEE; I.D.A.E.	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	<input type="checkbox"/> Ingresos de explotación (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Subvenciones (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Gastos de explotación (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Margen bruto de explotación (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Amortización técnica (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Gastos de constitución (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Provisiones financieras (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Beneficios antes de intereses e impuestos (Euros): EBIT.		
	<input type="checkbox"/> Cuota íntegra del impuesto de sociedades (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Deducciones fiscales (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Impuestos antes de intereses (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Beneficios antes de intereses y después de impuestos (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Devoluciones del IVA (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Inversión circulante (Euros).		
	<input type="checkbox"/> IVA de la inversión (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Flujos de caja (Euros).		
	<input type="checkbox"/> TIR del negocio (%): evaluado para 20 años de vida del proyecto.		
	<input type="checkbox"/> VAN del negocio (Euros).		
	<input type="checkbox"/> Pay back del negocio (Años).		

Figura 2.6.70. Tabla resumen (Parte 2) con un caso tipo con la identificación de los factores económicos y financieros en un modelo de inversión en un parque eólico Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.2.2. Coste de la energía de un aerogenerador (COE).

La matriz resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a los criterios del coste de la energía de un aerogenerador (COE) se presenta de manera sintetizada en la Figura 2.6.71., según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGÍA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: COSTE DE LA ENERGÍA DE UN AEROGENERADOR (COE).

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTE DE LA ENERGÍA DE UN AEROGENERADOR (COE).	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
COSTE DE LA ENERGÍA DE UN AEROGENERADOR (COE).	Coste de la energía en €/kWh.	$\text{CoE} = \frac{\text{CAPEX} + \text{OPEX}}{\text{Energy Production}}$	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Coste de la Energía (COE = Cost of Energy): es el coste total de generar 1 kWh de energía por parte de una planta de generación de energía e incluye dentro de este concepto los costes de construcción de la planta, los costes financieros, los costes del combustible utilizado para generar la energía y los costes de operación de la planta de generación.		
CAPEX (Capital Expenditure)	o Costes de capital e intereses del capital que se pagan para poder financiar la construcción del aerogenerador.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	o Costes de los terrenos de instalación o su alquiler.		
	o Costes incurridos en la fabricación del aerogenerador.		
	o Costes logísticos y de transporte.		
	o Costes de planificación y de preparación del proyecto.		
	o Costes de construcción e instalación en el emplazamiento del parque eólico.		
	o Costes de obra civil de la cimentación en tierra.		
	o Costes de instalación en parques Offshore de la subestructura de anclaje y su cimentación en el lecho marino (BoP = Balance of Plant).		
OPEX (Operation Expenditure)	o Gastos de operación.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	o Gastos de mantenimiento del aerogenerador a lo largo de la vida del proyecto.		
	o Gastos de fallos en garantías.		
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (ENERGY PRODUCTION)	Energía Producida por el aerogenerador a lo largo de la vida del proyecto, expresado en €/kWh.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
COSTE DE ENERGÍA NORMALIZADO (LEVELIZED COST OF ENERGY, LCOE).	Coste de la energía en €/kWh.	$\text{CoE} = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	COSTE DE ENERGÍA NORMALIZADO (LEVELIZED COST OF ENERGY, LCOE): El cálculo del coste de la energía (COE) producida por un aerogenerador eólico expresado en la fórmula (B) viene dado por el cociente entre el Coste de Capital CAPEX (Capital Expenditure) anualizado más el Coste de Operación OPEX (Operation Expenditure) anualizado, y todo ello dividido por la energía total producida por el mismo durante el periodo anual considerado expresado en €/kWh.		
CAPEX (Capital Expenditure) anualizado	Los mismos Factores que el CAPEX anterior pero durante el periodo anual considerado.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
OPEX (Operation Expenditure) anualizado	Los mismos Factores que el OPEX anterior pero durante el periodo anual considerado.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
AEP (Annual Energy Production)	Energía Anual Producida por el aerogenerador durante el periodo anual considerado, expresado en €/kWh.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
REDUCCIÓN DEL COSTE DE LA ENERGÍA (COE)	Factores de economías de escala en la fabricación.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Mejoras en el desarrollo tecnológico.		
	Reducción del tiempo de lanzamiento de nuevos productos.		
	Reducciones de costes en los materiales.		
	Reducciones de costes en las operaciones de mantenimiento.		
	Mejoras de diseño de producto.		
	Estrategias de operación y control de los aerogeneradores.		

Figura 2.6.71. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos al coste de la energía de un aerogenerador (COE) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.2.3. Energía Anual Producida (AEP) de un aerogenerador.

La matriz resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a la Energía Anual Producida (AEP) de un aerogenerador se presenta de manera sintetizada en la Figura 2.6.72., según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA (AEP) DE UN AEROGENERADOR

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA (AEP) DE UN AEROGENERADOR	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA (AEP)	<p>AEP es el factor que proporciona el valor de la cantidad de energía producida anualmente por el aerogenerador en su emplazamiento en kW/h.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El viento local y las características climáticas locales del emplazamiento. • Ubicación de detalle (micro-siting) de cada aerogenerador en el emplazamiento. • Características topográficas del emplazamiento eólico: orografía, rugosidad del terreno y accidentes topográficos (vegetación, colinas, edificios, etc.). • Velocidad media del viento (m/s) del emplazamiento eólico a la altura del rotor del aerogenerador. • Diámetro del rotor del aerogenerador. • Altura del rotor del aerogenerador. 	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.

Figura 2.6.72. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a la Energía Anual Producida (AEP) de un aerogenerador (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.2.4. Factor de Capacidad de un aerogenerador.

La matriz resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos al Factor de Capacidad de un aerogenerador se presenta de manera sintetizada en la Figura 2.6.73., según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: FACTOR DE CAPACIDAD DE UN AEROGENERADOR

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: FACTOR DE CAPACIDAD	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
FACTOR DE CAPACIDAD DE UN AEROGENERADOR	<p>DEFINICION: El Factor de Capacidad de un aerogenerador o de una planta de generación de energía es la cantidad de energía entregada durante un año dividida por la cantidad de energía que habría sido generada si el generador hubiera producido el rendimiento máximo a la máxima potencia a lo largo de las 8760 horas de un año completo.</p> <p>Factor de capacidad típico de un aerogenerador está en el rango entre el 25% y el 35%.</p> $\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\text{Annual Energy Production (kWh)}}{\text{WTG name plate capacity (kW)} \times 8760 \text{ hours}} \times 100 \%$ <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Diámetro de rotor. <input type="checkbox"/> Superficie de barrido del rotor (swept rotor area). <input type="checkbox"/> Potencia nominal en MW. <input type="checkbox"/> Relación óptima entre el tamaño del rotor y la potencia del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Factor óptimo de capacidad. <input type="checkbox"/> Factor del recurso de viento local en el emplazamiento. <input type="checkbox"/> Correcta ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento. <input type="checkbox"/> Estudio meteorológico de las condiciones y velocidad del viento en el emplazamiento en las diferentes alturas del mismo (micro-siting). <input type="checkbox"/> Modelado por ordenador de la topografía local. <input type="checkbox"/> Modelado por ordenador de la meteorología local. 	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.

Figura 2.6.73. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos al Factor de Capacidad de un aerogenerador (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.2.5. Estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador.

Las matrices resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a la estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador se presentan de manera sintetizada en la Figura 2.6.74. (costes de una instalación con aerogeneradores Onshore) y en la Figura 2.6.75. (costes de una instalación con aerogeneradores Offshore), según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: ESTRUCTURA DE COSTES DE UNA INSTALACIÓN ONSHORE.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTES DE UNA INSTALACIÓN ONSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
ESTRUCTURA DE COSTES DE UNA INSTALACIÓN ONSHORE.	Costes del aerogenerador; está en un rango del 80% del coste total de la instalación ONSHORE.	Make, Corporate Report 2011 y Renewable Energy Focus WEU Survey, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Costes de cimentaciones (10%)		
	Costes de la infraestructura eléctrica (7%)		
	Trabajos de obra civil (2%)		
	Instalación y comisionado (1%)		
ESTRUCTURA DE COSTES GENERAL DE UN AEROGENERADOR ONSHORE Y OFFSHORE (% sobre el total)	Torre (30%)	Wind Energy Update, Offshore Wind Turbine Supply Report 2011-2012 y BTM, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Palas (25%)		
	Multiplicadora (15%)		
	Convertidores de potencia (6%)		
	Generador eléctrico (4%)		
	Transformador (4%)		
	Bastidor (3%)		
	Sistema de cambio de paso (3%)		
	Sistema de freno (2%)		
	Carcasa de nacelle (2%)		
	Eje principal (2%)		
	Conjunto rotor-hub (2%)		
	Rodamientos del eje (1%)		
	Sistema de giro (1%).		

Figura 2.6.74. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a la estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: ESTRUCTURA DE COSTES DE UNA INSTALACIÓN OFFSHORE.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTES DE UNA INSTALACIÓN OFFSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
ESTRUCTURA DE COSTES DE UNA INSTALACIÓN OFFSHORE (CAPEX)	Costes de gestión del proyecto: el porcentaje estimado en 2011 es de un 4% del coste total de Capital (CAPEX)	Willow, C., Valpy, B., GWEC; Mühlenbach, M.; Douglas-Westwood; Make, Corporate Report 2011 y Renewable Energy Focus WEU Survey, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Coste del aerogenerador Offshore: el porcentaje estimado en 2011 es de un 40% del coste total de Capital (CAPEX)		
	Cimentación marina y subestructura: el porcentaje estimado de estos costes en 2011 es de un 19% del coste total de Capital (CAPEX)		
	Aparellaje de conexión eléctrica: el porcentaje estimado de estos costes en 2011 es de un 14% del coste total de Capital (CAPEX):		
	Cables submarinos array de conexión entre aerogeneradores (15% del subtotal).		
	Cable submarinos export: la conexión con la costa por medio del cable export (36% del subtotal),		
	Subestación Offshore (50% del subtotal).		
ESTRUCTURA DE COSTES GENERAL DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE (% sobre el total)	Instalación: el porcentaje estimado de estos costes en 2011 es de un 23% del coste total de Capital (CAPEX):	Willow, C., Valpy, B., GWEC; Mühlenbach, M.; Douglas-Westwood; Make, Corporate Report 2011 y Renewable Energy Focus WEU Survey, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Instalación del aerogenerador (20% del subtotal).		
	Instalación de la subestructura (50% del subtotal).		
	Instalación eléctrica (30% del subtotal).		
OTROS FACTORES ECONOMICOS EN UNA INSTALACION OFFSHORE	Idem a un aerogenerador Onshore excepto componentes específicos de aplicación marina.	Willow, C., Valpy, B., GWEC; Mühlenbach, M.; Douglas-Westwood; Make, Corporate Report 2011 y Renewable Energy Focus WEU Survey, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Recubrimientos de protección contra la corrosión.		
	Sistemas de acondicionamiento y tratamiento de aire.		
	Las cimentaciones: subestructura metálica y la pieza metálica de transición.		
	Mayor coste que en los aerogeneradores Offshore.		
	Los costes dependen de la profundidad del emplazamiento.		
	Los costes dependen del tipo de cimentación.		
ESTRUCTURA DE COSTES OPEX (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO) EN UNA INSTALACION OFFSHORE	Los costes dependen de subestructura utilizada.	Willow, C., Valpy, B., GWEC; Mühlenbach, M.; Douglas-Westwood; Make, Corporate Report 2011 y Renewable Energy Focus WEU Survey, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Los costes dependen del tipo de fondo marino que puede requerir una mayor profundidad de anclaje al mismo.		
	La conexión a la red: en los parque Offshore se requiere disponer de		
	Subestación Offshore.		
	La conexión a la red: en los parque Offshore se requiere disponer de		
	Cables submarinos rutados en el lecho marino.		
	Estudios medioambientales y estudios de impacto medioambiental en el entorno marino del parque eólico.		
ESTRUCTURA DE COSTES CAPEX + OPEX EN UNA INSTALACION OFFSHORE	Costes de operación.	Willow, C., Valpy, B., GWEC; Mühlenbach, M.; Douglas-Westwood; Make, Corporate Report 2011 y Renewable Energy Focus WEU Survey, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Costes de mantenimiento: Mantenimiento preventivo y reactivo.		
	Costes de mantenimiento predictivo.		
	Monitorización remota.		
	Inspecciones de seguridad y salud.		
	Monitorización del impacto del parque eólico en el medio ambiente del emplazamiento.		
	Costes directos: incluyen los equipamientos necesarios para realizar la operación y el mantenimiento del parque eólico Offshore.		
	-costes de personal de mantenimiento y de soporte de ingeniería.		
	-alquiler de barcos.		
	-suministro de componentes de recambio.		
ESTRUCTURA DE COSTES CAPEX + OPEX EN UNA INSTALACION OFFSHORE	-herramientas mecánicas y eléctricas.	Willow, C., Valpy, B., GWEC; Mühlenbach, M.; Douglas-Westwood; Make, Corporate Report 2011 y Renewable Energy Focus WEU Survey, 2011; EWEA	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	-equipamiento del personal de mantenimiento.		
	Otros costes indirectos: se deben considerar los costes de alquiler de almacenes para componentes de recambio, alquiler de edificio de control del parque, tasas portuarias de atraque de barcos, seguros, tasas de asesoramiento legal y financiero, tasas y gastos bancarios, tasas de auditorías de control, tasas de uso del lecho marino.		
	Coste del aerogenerador Offshore: el porcentaje estimado es de un 35% del coste total de CAPEX + OPEX.		
	Costes de operación y mantenimiento (OPEX): el porcentaje estimado es del 31% del coste total de CAPEX + OPEX.		
ESTRUCTURA DE COSTES CAPEX + OPEX EN UNA INSTALACION OFFSHORE	Costes de cimentaciones: el porcentaje estimado es del 15% del coste total de CAPEX + OPEX.	Willow, C., Valpy, B., GWEC; Mühlenbach, M.; Douglas-Westwood; Make, Corporate Report 2011 y Renewable Energy Focus WEU Survey, 2011; EWEA	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	Costes del aparellaje eléctrico para la conexión a la red: el porcentaje estimado es del 13% del coste total de CAPEX + OPEX.		
	Costes de gestión del proyecto: el porcentaje estimado es del 6% del coste total de CAPEX + OPEX.		

Figura 2.6.75. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a la estructura de costes de una instalación eólica y de un aerogenerador Offshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.2.6. Inversiones de las instalaciones de energía eólica.

Las matrices resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a las inversiones de las instalaciones de energía eólica se presentan de manera sintetizada en la Figura 2.6.76. (inversiones en instalaciones Onshore) y en la Figura 2.6.77. (inversiones en instalaciones Offshore), según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: INVERSIONES EN INSTALACIONES EÓLICAS ONSHORE.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: INVERSIONES EN INSTALACIONES EÓLICAS ONSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
FACTORES DE INFLUENCIA EN LAS INVERSIONES DE UNA INSTALACIÓN ONSHORE	<ul style="list-style-type: none"> Altura de la torre. Potencia del aerogenerador y del parque eólico. Tipo de configuración del aerogenerador: tipo de multiplicadora y de generador eléctrico. Distancia al punto de evacuación a la red. <p>RANGO INFERIOR DE LAS INVERSIONES: determinado por instalaciones que utilizan</p> <ul style="list-style-type: none"> Aerogeneradores de menos altura (~60 m) y potencia (~850 kW). Multiplicadora de tres etapas. Generador asíncrono DFIG (Doubly-Fed Induction Generator). Ubicaciones cercanas al punto de conexión a la red (~5 km). <p>RANGO SUPERIOR DE LAS INVERSIONES: determinado por instalaciones que utilizan</p> <ul style="list-style-type: none"> Aerogeneradores de mayor altura (~100 m) y potencia (~2,5 MW). Multiplicadora de tres etapas. Generador síncrono de imanes permanentes. Ubicaciones alejadas del punto de conexión a la red (~20 km). 	PER 2011-2020, IDAE, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
FACTORES DE COSTES MEDIOS DE INVERSIÓN DE UN PARQUE EÓLICO ONSHORE EN ESPAÑA	<ul style="list-style-type: none"> Aerogenerador. Obra civil. Proyecto de ingeniería. Instalación eléctrica. Subestación en tierra. Conexión eléctrica aérea y subterránea. Costes de promoción del parque eólico. 	PER 2011-2020, IDAE, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
FACTORES DE REDUCCIÓN DE COSTES	<p>REDUCCIÓN DE LOS COSTES DE INVERSIÓN: mediante los cuales se pueden obtener un 40% del total de la reducción de costes potenciales por medio de</p> <ul style="list-style-type: none"> Evolución tecnológica de los aerogeneradores. Economías de escala: debidas a la fuerte competencia internacional entre los fabricantes. <p>MEJORA ESPERABLE EN EL FACTOR DE CAPACIDAD: representaría aproximadamente el 50% del potencial de reducción en el coste de generación de la eólica terrestre de gran potencia.</p> <ul style="list-style-type: none"> Hacer viables localizaciones que antes no lo eran por la insuficiente calidad del viento. La mejora del factor de capacidad permitiría reducir los costes normalizados de energía en torno a 1 c€/2010/kWh estimado para parques instalados en 2020. <p>COSTES DE OPERACIÓN: se le atribuyen el restante 10% del potencial de reducción estimado.</p>	PER 2011-2020, IDAE, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
DESGLOSE DE COSTES DE INVERSIONES EN UN PARQUE EÓLICO: FASES PARQUES ONSHORE	<ul style="list-style-type: none"> Creación de la sociedad que gestionará la construcción y explotación del parque eólico. Obtención de las licencias y autorizaciones administrativas para la construcción y explotación del parque eólico. Acuerdos con los propietarios de los terrenos y emplazamientos del parque eólico. Obtención de la financiación necesaria para la construcción del parque eólico. Ejecución de la obra civil. Ejecución de la infraestructura eléctrica. Suministro y montaje en el emplazamiento de los aerogeneradores. Operaciones de comisionado y puesta en marcha de la instalación eólica. 	PER 2011-2020, IDAE, 2011; European Environmental Agency-EEA; ENDESA	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
PROYECTO DE PARQUE EÓLICO ONSHORE: ASPECTOS DE VIABILIDAD ECONÓMICA	<ul style="list-style-type: none"> El recurso eólico del emplazamiento del parque eólico. La potencia unitaria de los aerogeneradores. La potencia total del parque eólico. 	PER 2011-2020, IDAE, 2011; European Environmental Agency-EEA; ENDESA	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
PROYECTO DE PARQUE EÓLICO ONSHORE: FACTORES DE INDOLE TÉCNICA	<ul style="list-style-type: none"> Aerogeneradores de mayor potencia unitaria y mayor diámetro de rotor. Aerogeneradores con mayor complejidad tecnológica: presentan paso variable, control de potencia reactiva, comportamiento frente a los requisitos de huecos de tensión. Costes más elevados para la integración a la red eléctrica. Tensión más elevada en el punto de conexión a la red eléctrica. Mayor flexibilidad y estabilidad en la operación de las subestaciones. Condiciones de operación del parque eólico más estrictas por parte de los operadores del sistema. Menor disponibilidad de emplazamientos con recurso eólico favorable: influyen en el nº de horas anuales equivalentes de funcionamiento que se pueden facturar, en la producción de energía en kWh y en la rentabilidad económica del parque. Mayores exigencias medioambientales. 	PER 2011-2020, IDAE, 2011; European Environmental Agency-EEA; ENDESA	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.

Figura 2.6.76. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a las inversiones de las instalaciones de energía eólica Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: INVERSIONES EN INSTALACIONES EÓLICAS OFFSHORE.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: INVERSIONES EN INSTALACIONES EÓLICAS OFFSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
FACTORES DE INFLUENCIA EN LAS INVERSIONES DE UNA INSTALACIÓN OFFSHORE	<ul style="list-style-type: none"> □ Potencia del aerogenerador y potencia total del parque eólico marino. □ Distancia a la costa del punto de conexión en tierra para la evacuación a la red. □ Los costes de instalación: a grandes distancias de la costa hay una serie de factores que afectan a los costes de instalación siendo los principales los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> -los costes del transporte: se incrementan en tiempo desde el puerto hasta el emplazamiento. -El tiempo meteorológico: con malas condiciones climáticas se suspenden las operaciones de Instalación en el emplazamiento. □ Los costes de conexión a la red eléctrica: hay una serie de factores que se ven afectados por la distancia a la costa siendo los principales los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> -La instalación del cable submarino de conexión a la red: a mayor distancia a la costa mayores costes de instalación. □ Profundidad de las aguas. □ Los costes de la cimentación y de la subestructura metálica: a mayor profundidad los costes se incrementan. □ Tipo de suelo marino. □ Coste de compra e instalación del cable submarino. <p>RANGO DE LAS INVERSIONES: determinado por instalaciones que utilizan parámetros como</p> <ul style="list-style-type: none"> □ Profundidad no superior a los 50 metros. □ Estructuras de base de cimentación por gravedad, monopilote, tripode, tripiloteaje y estructura de celosía (Jacket). □ Aerogeneradores de mayor altura (~100 m) y potencia (> 3,0 MW). □ Multiplicadora de tres etapas o sin multiplicadora. □ Generador síncrono de imanes permanentes o Generador asíncrono DFIG (Doubly-Fed Induction Generator), de inducción, etc. 	PER 2011-2020, IDAE, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
FACTORES DE COSTES MEDIOS DE INVERSIÓN DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE	<ul style="list-style-type: none"> Aerogenerador Offshore. Proyecto de ingeniería. La obra civil de cimentación e instalación de la subestructura. El transporte e instalación en el parque marino. La instalación eléctrica interna. Subestación Offshore. Conexión eléctrica submarina. Costes de promoción del parque eólico Offshore. 	PER 2011-2020, IDAE, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
FACTORES DE REDUCCIÓN DE COSTES (OFFSHORE)	<p>MEJORA EN EL FACTOR DE CAPACIDAD: permitiría reducir los costes normalizados de energía en torno a 0,85 c€/2010/kWh, en torno a un 44% de disminución de costes, para parques instalados en 2020.</p> <p>COSTE DE INVERSIÓN: por evoluciones tecnológicas en los aerogeneradores y en las técnicas de ejecución, transporte y montaje, que explica en torno a un 35% de la disminución de costes normalizados de energía (~1,6 c€/2010/kWh).</p> <p>COSTES DE OPERACIÓN: Los costes de operación (0,85 c€/2010/kWh): un 20% de reducción adicional sería atribuible a ajustes esperables en los que hay mayor margen de reducción que en las instalaciones en tierra, siguiendo una curva de aprendizaje tecnológico.</p>	PER 2011-2020, IDAE, 2011	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.

Figura 2.6.77. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a las inversiones de las instalaciones de energía eólica Offshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.2.7. Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica.

Las matrices resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica, se presentan de manera sintetizada en las Figuras 2.6.78. y 2.6.79. (costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica Onshore y Offshore), según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGÍA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA EÓLICA

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA EÓLICA	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
TIPOS DE MANTENIMIENTO EN EL SECTOR EÓLICO	<p>☐ Mantenimiento correctivo: es necesario llevarlo a cabo con objeto de reparar o sustituir los componentes averiados o dañados. Se subdivide a su vez en categorías en función del grado de planificación:</p> <p>-Mantenimiento correctivo planificado: está basado en la observación de la degradación de un sistema o componente que se espera que falle dentro de un periodo especificado y que se sustituye antes de que el fallo ocurra.</p> <p>-Mantenimiento correctivo sin planificar: es necesario después de que se produce un fallo de un sistema o componente del aerogenerador.</p> <p>☐ Mantenimiento preventivo: es necesario llevarlo a cabo con objeto de prevenir que un sistema o componente no cumpla la función para la que ha sido diseñado. Se subdivide a su vez en categorías en función del grado de planificación:</p> <p>-Mantenimiento basado en la planificación: está basado en intervalos de mantenimiento fijos o en un nº fijo de horas de operación.</p> <p>-Mantenimiento basado en la condición: está basado en el estado de salud del sistema.</p> <p>☐ Mantenimiento predictivo: es necesario llevarlo a cabo con objeto de prevenir que un sistema o componente no cumpla la función para la que ha sido diseñado.</p>	ECN; Milborrow, D.; Windpower Monthly; IDEA; EWEA y Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; Windstats; Douglas-Westwood; Endesa	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES; PROVEEDOR DE MANTENIMIENTO.
FACTORES FUNDAMENTALES PARA REDUCIR LOS COSTES OPEX	<p>☐ Mantenimiento programado.</p> <p>☐ Mantenimiento no programado.</p> <p>☐ Sistema de monitorización de la condición del aerogenerador en operación (CSM – Condition Monitoring System).</p> <p>☐ Sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): son sistemas de control monitorizados a distancia que permiten complementar y ampliar las posibilidades del sistema CSM (Condition Monitoring System).</p> <p>☐ Sistemas de mantenimiento de gestión de la salud del sistema denominados Health Monitoring System (HMS).</p>	ECN; Milborrow, D.; Windpower Monthly; IDEA; EWEA y Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; Windstats; Douglas-Westwood; Endesa	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES; PROVEEDOR DE MANTENIMIENTO.
FACTORES TÉCNICOS DE CONTROL E INSPECCIÓN	<p>☐ Sistema de control electrónico del aerogenerador.</p> <p>☐ Multiplicadora: control de los niveles de aceite y cambio de filtros de aceite, sustitución de rodamientos de los ejes, sustitución de los filtros de aire.</p> <p>☐ Transformador: inspecciones termográficas para la detección de puntos calientes e inspecciones visuales.</p> <p>☐ Sistema de frenos: sustitución anual o periódica de las pastillas de freno.</p> <p>☐ Rodamientos del eje principal: inspección, reparación o sustitución.</p> <p>☐ Generador eléctrico: inspección, reparación de las escobillas y de los rodamientos del rotor. Reparación de devanados del rotor y del estator.</p> <p>☐ Sistema de giro de la nacelle: engrasado periódico de las zonas móviles.</p> <p>☐ Sistema de pitch o de actuación de giro de las palas: engrasado periódico de las zonas móviles.</p> <p>☐ Palas: inspección visual de los bordes de ataque, limpieza de la pala y sus bordes de ataque.</p> <p>☐ Subestructura metálica Offshore: inspección de daños en la estructura metálica, corrosión, desperfectos tanto en los tipos monopiote, tripode o torre de celosía.</p> <p>☐ Cable submarino: inspecciones del conexionado y de daños en la cubierta del cable.</p> <p>☐ Subestaciones Offshore: inspecciones periódicas según los planes de mantenimiento preventivo y predictivo.</p> <p>☐ Disponibilidad teórica inherente: su valor teórico es del 99% de disponibilidad del aerogenerador. Considera el tiempo de mantenimiento correctivo y no tiene en cuenta el tiempo de Mantenimiento preventivo, el tiempo de logística y el tiempo administrativo y la fórmula que lo define es la expresada a continuación.</p> <p>MTBF: Mean Time Between Failure (tiempo medio entre fallos). MTTR: Mean Time To Repair (tiempo medio hasta la reparación).</p> $A_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$ <p>☐ Disponibilidad operacional: su valor es del 98% de disponibilidad del aerogenerador. Considera el tiempo de mantenimiento correctivo y preventivo, el tiempo de logística y el tiempo administrativo y la fórmula que lo define es la expresada a continuación.</p> <p>MTBM: Mean Time Between Maintenance (tiempo medio entre intervenciones de mantenimiento). MDT: Mean Down Time (tiempo medio de parada de máquina).</p> $A_o = \frac{MTBM}{MTBM + MDT}$	ECN; Milborrow, D.; Windpower Monthly; IDEA; EWEA y Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; Windstats; Douglas-Westwood; Endesa	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES; PROVEEDOR DE MANTENIMIENTO.
COSTES MEDIOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX) DE AEROGENERADORES ONSHORE.	<p>☐ Costes de equipamiento y reparación: constituyen el 26% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de componentes y equipamiento del aerogenerador Onshore y su reparación o intervención.</p> <p>☐ Costes de administración: constituyen el 21% de los costes totales del OPEX. Incluyen los gastos de gestión generados por la operación y explotación del parque.</p> <p>☐ Costes de alquiler del terreno: constituyen el 18% de los costes totales del OPEX. Incluyen los gastos generados por el alquiler y el uso del terreno del emplazamiento, generados por la operación y explotación del parque.</p> <p>☐ Costes de Seguros: constituyen el 13% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de aseguramiento del parque y de su explotación.</p> <p>☐ Costes de conexión a la red: constituyen el 5% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes asociados a la conexión a la red en tierra y a su mantenimiento.</p> <p>☐ Costes misceláneos: constituyen el 17% de los costes totales del OPEX. Incluyen costes como son los de costes de personal especializado de mantenimiento y reparación de los aerogeneradores Onshore, costes de mantenimiento predictivo, costes generales de explotación, Costes de distribución del material de reparación, Costes de inventarios de componentes de recambio, Coste de los recursos informáticos de gestión de la base de datos, Costes de equipos de pruebas y ensayos, Coste de la gestión de datos técnicos y manuales de operación y mantenimiento, Costes de reciclaje, etc.</p>	ECN; Milborrow, D.; Windpower Monthly; IDEA; EWEA y Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; Windstats; Douglas-Westwood; Endesa	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES; PROVEEDOR DE MANTENIMIENTO.

Figura 2.6.78. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica (Parte I) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGÍA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA EÓLICA

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA EÓLICA	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
COSTES MEDIOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX) DE AEROGENERADORES OFFSHORE.	<ul style="list-style-type: none"> Costes de Equipamiento: constituyen el 53% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de componentes y equipamiento del aerogenerador Offshore y de la subestructura que son reemplazados o reparados. 	ECN; Milborrow, D.; Windpower Monthly; IDEA; EWEA y Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; Windstats; Douglas-Westwood; Endesa	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES; PROVEEDOR DE MANTENIMIENTO.
	<ul style="list-style-type: none"> Costes de Seguros, mantenimiento de conexión a la red y gastos de emplazamiento: constituyen el 24% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de aseguramiento, los costes asociados a la conexión a la red y a su mantenimiento, los costes generados por la utilización del emplazamiento marino. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Costes de acceso del personal: constituyen el 9% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de transporte del personal de mantenimiento para acceder al emplazamiento, el cual se realiza mediante barcos o helicópteros. El acceso en helicóptero mejora la disponibilidad del parque aunque los costes son más elevados que en el caso del transporte por barco. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Costes de personal: constituyen el 6% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes del personal especializado de mantenimiento y reparación de los aerogeneradores Offshore. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Barcos de instalación y reparación: constituyen el 8% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de alquiler o contrato de utilización de los barcos especializados para llevar a cabo las reparaciones e instalación de componentes. Debido a la alta demanda y a la escasez de los mismos es preciso proceder a realizar reservas con un año de antelación como mínimo. 		
OTROS FACTORES DE INFLUENCIA EN LA ESTRUCTURA DE LOS COSTES OPEX	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de sistema de mantenimiento seleccionado: los costes de operación y mantenimiento resultantes están en función del tipo de contrato de mantenimiento seleccionado por el operador del parque eólico que pueden ser los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento integral: incluye todas las operaciones de operación y mantenimiento. Operación propia del parque y realización del mantenimiento por una compañía externa. Control directo del mantenimiento y gestión de los repuestos. 	ECN; Milborrow, D.; Windpower Monthly; IDEA; EWEA y Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; Windstats; Douglas-Westwood; Endesa	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES; PROVEEDOR DE MANTENIMIENTO.
	<ul style="list-style-type: none"> Garantías: en los costes de mantenimiento hay que tener en cuenta la existencia de garantías del aerogenerador y de los componentes. Los factores a considerar que influyen en los costes son: <ul style="list-style-type: none"> Alcance de las garantías de suministro. Período de vigencia de las garantías. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Costes de seguimiento medioambiental: los costes son muy variables y varían entre países y entre regiones. Los factores a considerar que influyen en los costes son: <ul style="list-style-type: none"> Seguimiento de avifauna y de especies acuáticas. Control de ruidos. Control sobre la calidad de las aguas tanto terrestres como marinas. Operaciones de revegetación de la zona del emplazamiento en tierra. Gestión de los residuos generados: aceites, componentes, etc. Desmantelamiento de la instalación al final de la vida útil. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Coste del aseguramiento: para los conceptos mencionados a continuación. <ul style="list-style-type: none"> Avería del aerogenerador. Pérdidas del beneficio de explotación por avería. Lucro cesante por avería del aerogenerador: son los costes aplicados por el cliente final del aerogenerador debido a paradas en el funcionamiento del aerogenerador debido a fallos en el mismo y que ocasionan la parada del mismo. Robo en las instalaciones. Responsabilidad civil. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Costes de seguridad de las personas: cumplimiento de las regulaciones y legislación nacional. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Diseño del aerogenerador para la fiabilidad: en función del tipo de diseño el mantenimiento del aerogenerador se realiza en función de garantizar la máxima disponibilidad y de prolongar la vida operativa útil del aerogenerador. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Gestión de existencias de repuestos: si están cercanos al parque se obtiene una reducción del período de inactividad de los aerogeneradores por averías. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Programas de mantenimiento preventivo: se puede realizar en función de las características específicas del parque eólico, obteniendo reducciones en los costes de explotación y disminuyendo el riesgo de las intervenciones de mantenimiento. 		
	<ul style="list-style-type: none"> Contratación de servicios de mantenimiento: contratos basados en la mejora de la gestión y en el rendimiento de la empresa contratista del mantenimiento, obteniéndose reducciones de costes y mejora del servicio. 		

Figura 2.6.79. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros relativos a los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía eólica (Parte II) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.2.8. Costes y precio de la energía eólica.

La matriz resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a los costes y precio de la energía eólica, se presenta de manera sintetizada en la Figura 2.6.80., según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: COSTES Y PRECIO DE LA ENERGÍA EÓLICA.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTES Y PRECIO DE LA ENERGÍA EÓLICA.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
FACTORES SOBRE EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD DE ORIGEN EOLICO	Precio medio de la electricidad en el mercado mayorista: es el precio objetivo que la generación eólica debe conseguir.	Morthorst, P. E., Sudeshna R. et alii., EWEA; AEE; Schiller, B.R.; OMEL y CNE; Deloitte;	GOBIERNOS; CNE; OMEL; ORGANISMO REGULADOR DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD
	Aportación de la energía eólica a la red: produce un efecto de exceso de capacidad disponible en la franja nocturna.		
	Efecto del régimen de viento en función de la franja horaria: reduciéndose el precio de la misma si hay mayor aportación de electricidad a la red por incremento del suministro.		
	Rango de horas anuales equivalentes del parque eólico: rango entre 2.900 y 1.900 horas anuales equivalentes para la energía eólica Onshore.		
	Rango de horas anuales equivalentes del parque eólico: rango de 3300 horas anuales equivalentes para la energía eólica Offshore.		
	Precio medio de la electricidad: en el mercado mayorista de la electricidad.		
	Precio medio con el que se ha retribuido a la energía eléctrica de origen eólico.		
	Opciones de remuneración de la electricidad de origen eólico (España): Precio+Prima DT1ª RD 661/2007		
	Opciones de remuneración de la electricidad de origen eólico (España): Precio+Prima RD 661/2007		
	Opciones de remuneración de la electricidad de origen eólico (España): Tarifa Regulada RD 661/2007		
PRECIO POR MW EÓLICO.	Precio medio en Euros del MW (o del Kw) producido por un aerogenerador (c€/kW).	Comisión Europea; EWEA; PER 2011-2020, IDAE, 2011; Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.;	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES;
	Costes por €/kWh de una instalación eólica (c€/kWh): en función de régimen de viento existente en el emplazamiento eólico: regimenes de viento (bajo, medio, costero).		
	Aerogeneradores Offshore y en los parques eólicos marinos: hay varios factores que influyen de manera relevante en los costes normalizados de la energía producida (Levelized Cost of Energy) <input type="checkbox"/> La distancia a la costa. <input type="checkbox"/> El factor de capacidad del aerogenerador y de la instalación en total. <input type="checkbox"/> Las horas anuales equivalentes de producción de energía		
	Parques eólicos marinos: disponibilidad de emplazamientos en las costas españolas con unas 3300 horas equivalentes de funcionamiento neto.		
	Re-potenciaciones de parques eólicos: ganancia de producción en torno al 20% respecto a las instalaciones desmanteladas.		
PRECIOS MEDIOS DE AEROGENERADORES EN €/MW.	Precio medio de en €/MW y en \$/MW para aerogeneradores Onshore: según mercado regional en Europa, USA, China, India, Brasil y resto del mundo.	Bloomberg New Energy Finance; MAKE Consulting; Berkeley Laboratory; Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; EWEA	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES;
	Precio medio de en €/MW y en \$/MW para aerogeneradores Offshore: según mercado regional en Europa, USA, China, India, Brasil y resto del mundo.		
OTROS FACTORES QUE AFECTAN AL PRECIO EN €/MW	Costes de operación y mantenimiento (OPEX): en el sector de parques Offshore se estiman unos costes del entorno de los 16 €/MWh y en el caso Onshore del entorno de los 1,45 c€/MWh como costes medios de la vida del aerogenerador.	Bloomberg New Energy Finance; MAKE Consulting; Berkeley Laboratory; Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; EWEA	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES;
	Nº de horas anuales de media al año a máxima capacidad en el emplazamiento seleccionado una vez descontados los efectos de las estelas (wake effects).		
	Costes de equilibrado de la conexión a la red de la energía de origen eólico.		
	Tasa de intereses de capital (su valor se suele estimar en el rango entre el 5 y el 10%).		
	Impuestos locales y nacionales.		
	Costes de depreciación del capital invertido en la instalación.		
	Tasas de riesgo de la inversión en la instalación eólica.		

Figura 2.6.80. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros de los costes y precio de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.3. Factores de la cadena de suministro global de la energía renovable eólica.

Las matrices resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a los Factores de la cadena de suministro global de la energía renovable eólica, se presentan de manera sintetizada en las Figuras 2.6.81. y 2.6.82., según se han identificado en las fuentes bibliográficas.

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: FACTORES DE LA CADENA DE SUMINISTRO GLOBAL DE LA ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: FACTORES DE LA CADENA DE SUMINISTRO GLOBAL DE LA ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
FASES DE LA CADENA DE SUMINISTRO DE LOS AEROGENERADORES Y DE LOS SUB-COMPONENTES	<p><input type="checkbox"/> Materias primas: suministro de materias primas para la fabricación de los sub-componentes principales (Acero, Cobre, imanes permanentes, fundición de acero, plásticos y composites, resinas, aluminio, plásticos, semiconductores y sub-componentes electrónicos y eléctricos).</p> <p><input type="checkbox"/> Subcomponentes intermedios para procesamiento de componentes: piezas de fundición, piezas de forja, moldes, etc.</p> <p><input type="checkbox"/> Sub-componentes principales: palas, multiplicadoras, generadores, rodamientos, ejes principales, convertidores de potencia, bridas, rotor, sistema de cambio de paso, sistema de giro, etc.</p> <p><input type="checkbox"/> Sub-conjuntos: nacelles, torres, conjuntos rotor, sistemas de control, subestructura metálica de fundación en el lecho marino (Offshore), pieza metálica de transición (Offshore), cable submarino (Offshore).</p> <p><input type="checkbox"/> Montaje final: montaje del aerogenerador completo en el emplazamiento terrestre o marino junto con la cimentación, subestructura metálica de fundación en el lecho marino (Offshore), con la pieza metálica de transición (Offshore) y con la conexión con el cable submarino (Offshore).</p> <p><input type="checkbox"/> Costes de transporte a parque de los sub-componentes del aerogenerador: el transporte de las nacelles, la torre, las palas, la cimentación y la subestructura marina al emplazamiento final del parque eólico. o Costes de transporte Onshore. o Costes de transporte Offshore.</p>	EWEA; AEE;	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES;
FACTORES DE COSTES DE MATERIAS PRIMAS Y SUB-COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR.	<p><input type="checkbox"/> Peso en % de los sub-componentes: es preciso determinar la cantidad en % de materiales utilizados por aerogenerador.</p> <p><input type="checkbox"/> Peso en cantidad (kg) de los sub-componentes: es preciso determinar la cantidad de materiales utilizados por aerogenerador.</p> <p>Principales materiales que contabilizan más del 90% de la masa del aerogenerador:</p> <p><input type="checkbox"/> Acero.</p> <p><input type="checkbox"/> Materiales plásticos (Fibra de vidrio, resinas).</p> <p><input type="checkbox"/> Hierro fundido.</p> <p><input type="checkbox"/> Cobre.</p> <p><input type="checkbox"/> Aluminio.</p> <p><input type="checkbox"/> Estimación de la evolución de variación de precios en % en el mercado de materias primas (LME, índices sectoriales de materias primas).</p> <p><input type="checkbox"/> Precios del mercado eólico de aerogeneradores en €/MW: los niveles de precios por continentes son un factor que influye por su tendencia de precios a la baja en 2011. Esto ocasiona una disminución de los márgenes de los fabricantes de aerogeneradores y del sector eólico en general.</p> <p><input type="checkbox"/> Nivel de márgenes de venta: son los establecidos por cada fabricante del aerogenerador y su valor influye en los precios finales independientemente del coste de las materias primas de los subcomponentes.</p> <p><input type="checkbox"/> Provisión de garantías: los costes de provisión de garantías del aerogenerador afectan al valor final del precio de venta al estar generalmente incluidos dentro del mismo y están en función de la madurez tecnológica y de la fiabilidad del aerogenerador.</p> <p><input type="checkbox"/> Tipo de diseño del aerogenerador: es un factor que influye notablemente en el precio y en los costes tanto de materias primas utilizadas como en el precio total del aerogenerador. En función del tipo de diseño los costes son diferentes, donde los principales componentes que influyen son:</p> <p>o Tipo de tren de potencia: estándar, compacto o híbrido.</p> <p>o Diámetro de rotor y de área de barrido del rotor.</p> <p>o Multiplicadora: diseño con o sin multiplicadora, de varias etapas, transmisión variable.</p> <p>o Generador eléctrico: diseño con tipo de generador doblemente alimentado, jaula de ardilla, imanes permanentes, Direct Drive, superconductividad.</p> <p>o Convertidores: estándar, Full Converter.</p> <p>o Palas: tipo de materiales (Fibra de carbono, fibra de vidrio), longitud, peso, etc.</p> <p>o Torres: altura y diámetro, tipo de diseño en celosía, acero, hormigón armado, híbridas, etc.</p>	EWEA; MAKE Consulting; Bolinger, M. y Wiser, R.; Fabricantes de aerogeneradores	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES;

Figura 2.6.81. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros de la cadena de suministro global de la energía renovable eólica (Parte I) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGÍA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: FACTORES DE LA CADENA DE SUMINISTRO GLOBAL DE LA ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA.

27/04/2012

ÁREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: FACTORES DE LA CADENA DE SUMINISTRO GLOBAL DE LA ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
FACTORES DE COSTES DE MATERIAS PRIMAS Y SUB-COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR.	<p>□ Costes de mano de obra: son indexados por regiones debido a la influencia de los costes laborales en los países de bajo coste, los cuales deben ser comparados incluyendo el transporte hasta el lugar de destino.</p> <p>□ Costes de capital: es un factor exógeno a los fabricantes y afecta a los costes de financiación de los proyectos, a la factibilidad económica del proyecto y a la rentabilidad del mismo.</p> <p>□ Tipo de cambio: es un factor exógeno a los fabricantes y en función del país y región económica los tipos de cambio y su fluctuación tienen una influencia específica en los precios finales de los aerogeneradores y en los de las importaciones y exportaciones de materias primas y de subcomponentes.</p> <p>□ Precio de la energía en el mercado: es un factor exógeno a los fabricantes y afecta a los procesos de fabricación, a los precios de los sub-componentes, al transporte y a la instalación en el emplazamiento.</p> <p>□ Costes de las materias primas de los sub-componentes: es un factor exógeno a los fabricantes y los precios son indexados de forma global por familias de materiales (acero, aluminio, etc.). El incremento de precios de materias primas en las categorías de compra internacionales es un factor muy importante, con la tendencia del mercado mundial de materiales metálicos (acero, hierro fundido, cobre, aluminio, y tierras raras) al alza, siendo estos materiales aquellos cuya variación en precio presentan mayor impacto en los precios finales del aerogenerador.</p> <p>□ Sensibilidad de los costes de materias primas en el aerogenerador: por categorías de materiales la influencia de los diferentes costes de materiales en los precios de los sub-componentes del aerogenerador es la siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> o Acero: debido a la volatilidad de precios en el mercado presenta elevada sensibilidad a los costes de multiplicadoras, rodamientos, forjas y torres. Presenta sensibilidad media a los costes del generador eléctrico. o Hierro fundido: presenta elevada sensibilidad a los costes de las piezas fundidas. Presenta sensibilidad media a los costes del generador, multiplicadoras y rodamientos. o Cobre: presenta elevada sensibilidad a los costes de los generadores eléctricos. o Aluminio: presenta elevada sensibilidad a los costes de diferentes elementos. o Tierras raras (Neodimio y disprosio): presenta sensibilidad media a los costes de los generadores eléctricos que usan imanes permanentes, así como limitaciones de suministro global al existir pocos países con explotaciones mineras como son China y USA. o Fibra de vidrio: presenta elevada sensibilidad a los costes de las palas, a las carcasas de nacelle y a otras. o Fibra de carbono: presenta sensibilidad baja a los costes de las palas. o Resinas: presenta sensibilidad media a los costes de las palas. o Materiales internos de pala: presenta sensibilidad media a los costes de las palas. o Semiconductores: presenta elevada sensibilidad a los costes de convertidores y de sistemas de control. <p>□ Grado de integración vertical en la cadena de suministro: en función del grado de fabricación interna de sub-componentes el fabricante puede tener un mayor control de los costes de los mismos y poder gestionar internamente palancas de reducción de precios que afectan al precio final del aerogenerador. Los principales componentes de fabricación interna en los fabricantes cuyo impacto en los costes es un factor muy relevante son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> o Palas. o Torres. o Multiplicadoras. o Generadores eléctricos. o Convertidores de potencia. 	EWEA; MAKE Consulting; Bolinger, M. y Wiser, R.; Fabricantes de aerogeneradores	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.

Figura 2.6.82. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros de la cadena de suministro global de la energía renovable eólica (Parte II) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factores del apartado 2.6.3.1. Factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador.

Las matrices resumen con la síntesis de los factores económicos y financieros identificados relativos a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador, se presentan de manera sintetizada en las siguientes figuras, según se han identificado en las fuentes bibliográficas:

Figura 2.6.83. (torres); Figura 2.6.84. (palas); Figura 2.6.85. (Multiplicadora); Figura 2.6.86. (Convertidores de potencia); Figura 2.6.87. (Generador Eléctrico); Figura 2.6.88. (Transformador); Figura 2.6.89. (Bastidor principal); Figura 2.6.90. (Sistema de cambio de paso); Figura 2.6.91. (Sistema de freno); Figura 2.6.92. (Carcasa); Figura 2.6.93. (Eje principal); Figura 2.6.94. (Conjunto rotor-hub); Figura 2.6.95. (Rodamientos eje principal); Figura 2.6.96. (Sistema de giro); Figura 2.6.97. (Cimentación Onshore); Figura 2.6.98. (Subestructura Offshore); Figura 2.6.99. (Pieza de transición); Figura 2.6.100. (Cable submarino); Figura 2.6.101. (Cimentación Offshore); Figura 2.6.102. y 2.6.103. (Operaciones de fabricación y montaje); Figura 2.6.104. (Transporte Onshore); Figura 2.6.105. (Transporte Offshore); Figura 2.6.106. (Instalación en el parque eólico Onshore); Figura 2.6.107. y 2.6.108. (Instalación en el parque eólico Offshore); Figura 2.6.109. (Otros factores).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR: TORRES.

02/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: TORRES						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE TORRE.	<ul style="list-style-type: none"> Metálica: tramos metálicos (hasta 100m de altura). 	-	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TORRES
	<ul style="list-style-type: none"> Metálica segmentada y atornillada (Bolted steel shell): permite mayor diámetro, altura y facilidad de transporte. Reducción del espesor de chapa: disminución de costes. Tipo de chapa: menos requerimiento y más barata en costes que la convencional. Costes de instalación: muy elevados debido al nº de tornillos y tiempo de montaje. 	-	-	-	-	-		
	<ul style="list-style-type: none"> Hormigón: posibilidad de fabricación próxima al parque. Mayor incremento de costes que en torre híbrida. Costes de instalación: muy elevados debido al nº de cables de tensionado y tiempo de montaje. Incremento de costes de transporte respecto a las torres metálicas. 	-	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TORRES
	<ul style="list-style-type: none"> Híbrida (Metálica/Hormigón): Hormigón (posibilidad de fabricación próxima al parque): Reducción de costes. Híbrida con tramos metálicos (> 100 m de altura): Reducción de costes respecto a las torres metálicas. Mayor peso: incremento de costes de cimentación. Costes de instalación: muy elevados debido al nº de cables de tensionado y tiempo de montaje. Incremento de costes de transporte respecto a las torres metálicas. 	-	-	-	-	-		
	<ul style="list-style-type: none"> Estructura metálica de celosía (Lattice): Menor peso: reducción de costes. Mayor necesidad de mantenimiento: incremento de costes. Costes de instalación: muy elevados debido al nº de tornillos y tiempo de montaje. 	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<ul style="list-style-type: none"> Chapa metálica: tipo de material y espesor (mm). 	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TORRES
	-	<ul style="list-style-type: none"> Hormigón: tipo. 	-	-	-	-		
	-	<ul style="list-style-type: none"> Estructura interna (Core): Madera de balsa. 	-	-	-	-		
	-	<ul style="list-style-type: none"> Estructura metálica de celosía: tipo de material y espesor (mm). 	-	-	-	-		
	-	<ul style="list-style-type: none"> Bridas forjadas para la unión de tramos de torre: tipo de material. Componentes y materiales internos de la torre: piecero metálico, cableados, materiales eléctricos. 	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Nº de tramos de torre.	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TORRES
	-	-	o Nº de bridas de unión.	-	-	-		
	-	-	o Altura de torre (m): incremento de producción de energía (AEP) con mayor altura (estimado 4 a 5% de incremento de AEP por cada 20 m de incremento de altura de torre).	-	-	-		
	-	-	o Diámetro de cada tramo: en función de la masa total superior sobre la torre.	-	-	-		
	-	-	o Diámetro de cada tramo: máx 4,5 m de diámetro para poder ser transportados por carretera.	-	-	-		
	-	-	o Peso a soportar (Toneladas) en parte superior: nacelle más rotor.	-	-	-		
	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-		
PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS TORRES	-	-	-	o Proceso de fabricación de envoltantes metálicas: procesos de soldadura manual o robotizado.	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TORRES
	-	-	-	o Proceso de fabricación de tramos de hormigón: procesos de fraguado manual o robotizado.	-	-		
	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos de torre.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TORRES
	-	-	-	-	o Transporte de la torre o sus tramos hasta el parque eólico.	-		

Figura 2.6.83. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Torres) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR: PALAS.

02/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: PALAS						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO INTERNO DE PALA.	<input type="checkbox"/> Tipo "Shear Web and Spar Cap".	-	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PALAS
	<input type="checkbox"/> Tipo "Spar Box".	-	-	-	-	-		
TIPO DE DISEÑO EXTERNO DE PALA.	<input type="checkbox"/> Pala mono-pieza.	-	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PALAS
	<input type="checkbox"/> Pala partida en dos secciones.	-	-	-	-	-		
DISEÑOS ALTERNATIVOS DE PALAS (influencia en costes respecto a la pala estándar según los tipos de diseño usados).	<input type="checkbox"/> Load carrying spar: incremento de costes.	-	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PALAS
	<input type="checkbox"/> Longitudinal blade splits: incremento de costes.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Seamless blade: incremento de costes por tolerancias más ajustadas y nuevos moldes.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Trailing Edge & serrations: incremento de costes por incremento de materiales y de tiempo de producción.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Vortex generators: incremento de costes por incremento de materiales y de tiempo de producción.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Winglets: incremento de costes por incremento de peso.	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Materiales plásticos de composites: • Fibra de vidrio: es más pesada, ligera y barata que la fibra de carbono.	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PALAS
	-	<input type="checkbox"/> Materiales plásticos de composites: • Fibra de carbono: es más ligera, resistente, rígida y más cara que la fibra de carbono.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Estructura interna (Core): • Madera de balsa.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Estructura interna (Core): • Espumas (plásticos PVC o Poliuretano).	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Tejidos.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Matriz: resinas Epoxy y Poliéster.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Componentes y materiales internos de la pala: piecero metálico, materiales eléctricos.	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Longitud total (m).	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PALAS
	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-		
PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS PALAS	-	-	-	<input type="checkbox"/> Manual: incluyendo los costes de control de calidad.	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PALAS
	-	-	-	<input type="checkbox"/> Automatizado o semi-automatizado: incluyendo los costes de control de calidad.	-	-		
	-	-	-	<input type="checkbox"/> Operaciones intermedias subcontratadas (proceso híbrido): si / no.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Transporte de la pala hasta el parque eólico.	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PALAS
INVERSIONES	-	-	-	-	-	o Propiedad de los medios de transporte (trailer): si / no.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PALAS
	-	-	-	-	-	o Moldes de fabricación de la pala: costes de inversión. - Específicos para un modelo. <input type="checkbox"/> Comunes para varios modelos y potencias.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	

Figura 2.6.84. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Palas) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:MULTIPLICADORAS.

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: MULTIPLICADORAS						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACION	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE MULTIPLICADORA: Nº de ejes planetarios y helicoidales y configuraciones	<input type="checkbox"/> 1 fase planetaria.	-	-	-	-	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE MULTIPLICADORAS
	<input type="checkbox"/> 2 fases planetarias.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> 2 fases planetarias y 1 fase helicoidal.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> 2 fases planetarias helicoidales y 1 fase helicoidal.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> 4 fases planetarias helicoidales y 1 fase helicoidal.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> 3 fases planetarias: 2 planetarias y 1 paralela; 1 planetaria y 2 paralelas.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Torque splits: patente de Bosch Rexroth.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Flex pin.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Transmisión variable: p.ej. Voith.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Transmisión variable con accionamiento hidráulico: p.ej. Mitsubishi (no requiere convertidores de potencia).	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Fojas.	-	-	-	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE MULTIPLICADORAS
	-	<input type="checkbox"/> Fundiciones.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Rodamientos.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Mecanizados de componentes.	-	-	-	-		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE MULTIPLICADORAS
PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS MULTIPLICADORAS	-	-	-	o Procesos de montaje de componentes internos de multiplicadora.	-	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE MULTIPLICADORAS
	-	-	-	o Proceso de ensayos de producto terminado: tiempo (horas) y disponibilidad del banco de ensayo.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE MULTIPLICADORAS
	-	-	-	-	o Transporte de la multiplicadora hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-		

Figura 2.6.85. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Multiplicadora) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:CONVERTIDORES DE POTENCIA.

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: CONVERTIDORES DE POTENCIA						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACION	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE CONVERTIDORES DE POTENCIA	o Tipo de tensión: Baja tensión.	-	-	-	-	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONVERTIDORES DE POTENCIA
	o Tipo de tensión: <input type="checkbox"/> Media tensión: > 3kV.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Estandar/Convertidor Parcial de baja tensión.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Doblemente alimentado de baja tensión.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Full Converters: baja tensión.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Full Converters: media tensión.	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Componentes electrónicos: semi conductores, IGBT, tarjetas electrónicas CCU, etc.	-	-	-	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONVERTIDORES DE POTENCIA
	-	<input type="checkbox"/> Transformadores de potencia.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Envoltorios metálicos.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Componentes eléctricos.	-	-	-	-		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	-	-	o Pérdidas (kW).	-	-	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONVERTIDORES DE POTENCIA
PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS MULTIPLICADORAS	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos de los convertidores.	-	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONVERTIDORES DE POTENCIA
	-	-	-	o Proceso de ensayos de producto terminado: tiempo y disponibilidad de bancos de ensayos.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bölinger, M y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONVERTIDORES DE POTENCIA
	-	-	-	-	o Transporte de los convertidores de potencia hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-		

Figura 2.6.86. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Convertidores de potencia) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:GENERADOR ELÉCTRICO.

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: GENERADOR ELECTRICO						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE GENERADOR ELECTRICO	<input type="checkbox"/> Inducción de Jaula de ardilla.	-	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE GENERADORES
	<input type="checkbox"/> Síncrono excitado eléctricamente: con multiplicadora.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Síncrono excitado eléctricamente: con accionamiento directo (Direct Drive).	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Asíncrono Doblemente Alimentado: DFIG (Doubly Fed Induction Generator).	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Síncrono de Imanes permanentes: PMSG (Permanent Magnets Synchronous Generator). • Velocidad media. • Velocidad alta.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Generador de accionamiento directo (DD-Direct Drive Generator) : • Síncrono Multi-polo : con bobinados de rotor. • Síncrono de Imanes permanentes: rotor externo. • Síncrono de Imanes permanentes: rotor interno. • Síncrono de Imanes permanentes: sistema de flujo axial sin entrehierro en el estator.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Generador con superconductividad en los bobinados.	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Imanes permanentes (tierras raras): Neodimio (Nd) -hierro (Fe)-boro (B), Disprosio (Dy).	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE GENERADORES
	-	<input type="checkbox"/> Cobre	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Chapa magnética: tipo de material.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Fundiciones.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Forja.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Rodamientos del rotor: tipo y diámetro.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Acero de Calderería metálica: tipo de material.	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Pérdidas (kW).	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE GENERADORES
	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-		
PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS MULTIPLICADORAS	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos del generador.	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE GENERADORES
	-	-	-	o Proceso de ensayos de producto terminado: tiempo y disponibilidad de bancos de ensayos.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE GENERADORES
	-	-	-	-	o Transporte de los generadores hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-		

Figura 2.6.87. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Generador eléctrico) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:TRANSFORMADOR

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: TRANSFORMADOR						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE TRANSFORMADOR	<input type="checkbox"/> Líquido: aceite, ester sintético, ester vegetal.	-	-	-	-	-	Bolínger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TRANSFORMADORES
	<input type="checkbox"/> Seco encapsulado.	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Imanes permanentes (tierras raras): Neodimio (Nd) –hierro (Fe)-boro (B), Disprosio (Dy).	-	-	-	-	Bolínger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TRANSFORMADORES
	-	<input type="checkbox"/> Cobre	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Chapa magnética: tipo de material.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Aluminio.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Materiales plásticos de aislamiento: tipo.	-	-	-	-		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	-	<input type="checkbox"/> Acero de Calderería metálica: tipo de material.	-	-	-	-	Bolínger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TRANSFORMADORES
	-	-	o Pérdidas (kW): afecta al tamaño y pesos finales de los bobinados y chapa magnética.	-	-	-		
PROCESO DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos de los transformadores.	-	-	Bolínger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TRANSFORMADORES
	-	-	-	o Proceso de ensayos de producto terminado: tiempo y disponibilidad de bancos de ensayos.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bolínger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE TRANSFORMADORES
	-	-	-	-	o Transporte de los transformadores hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-		

Figura 2.6.88. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Transformador) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:BASTIDOR PRINCIPAL

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: BASTIDOR PRINCIPAL						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Lingote de hierro.	-	-	-	-	Bolínger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE FUNDICIÓN Y MECANIZADOS
	-	<input type="checkbox"/> Chatarra.	-	-	-	-		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-		FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE FUNDICIÓN Y MECANIZADOS
PROCESO DE FABRICACIÓN DE LAS FUNDICIONES Y MECANIZADOS	-	-	-	oProcesos de fabricación: colada, fundido, desmoldeo, rebabado, granallado, pintado y mecanizado.	-	-	Bolínger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE FUNDICIÓN Y MECANIZADOS
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Transporte de los bastidores principales hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-	Bolínger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE FUNDICIÓN Y MECANIZADOS

Figura 2.6.89. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Bastidor principal) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:SISTEMA CAMBIO PASO

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: SISTEMA CAMBIO DE PASO						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE SISTEMA CAMBIO DE PASO	<input type="checkbox"/> Eléctrico: accionamiento con motores eléctricos y piñones de giro.	-	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
	<input type="checkbox"/> Hidráulico: accionamiento con cilindros hidráulicos.	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Acero de cilindros hidráulicos: tipo de material.	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
	-	<input type="checkbox"/> Forjas de vástagos de cilindros.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Acero de Calderería metálica: tipo de material.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Motores eléctricos (AC ó imanes permanentes): kg de cobre, chapa magnética y acero.	-	-	-	-		
	-	-	-	-	-	-		
PROCESO DE FABRICACIÓN DE SISTEMA CAMBIO DE PASO	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos de los cilindros hidráulicos.	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
	-	-	-	-	o Transporte de los componentes hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-		

Figura 2.6.90. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Sistema de cambio de paso) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:SISTEMA DE FRENO

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: SISTEMA DE FRENO						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE SISTEMA	<input type="checkbox"/> Freno de fricción con teflón: presenta mejores costes.	-	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
	<input type="checkbox"/> Freno hidráulico con calipers: es más caro que el freno de fricción.	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Acero: tipo de material.	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
	-	<input type="checkbox"/> Forjas: de coronas dentadas.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Plásticos: teflón.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Fundiciones de frenos.	-	-	-	-		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
PROCESO DE FABRICACIÓN DE SISTEMA CAMBIO DE PASO	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos del conjunto sistema de freno.	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES
	-	-	-	-	o Transporte del conjunto sistema de freno hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-		

Figura 2.6.91. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Sistema de freno) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:CARCASA NACELLE

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: CARCASA NACELLE						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Materiales plásticos de composites.	-	-	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CARCASA
	-	<input type="checkbox"/> Estructura metálica de viga interna.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Tejidos.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Resinas.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Acero: Calderería metálica.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Materiales eléctricos varios.	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Peso total (kg ó toneladas): fibra de vidrio y conjunto final montado.	-	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CARCASA
PROCESO DE FABRICACIÓN DE CARCASA NACELLE	-	-	-	o Proceso de fabricación de moldes de carcasa: infusión, vacío, etc.	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CARCASA
	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos del conjunto sistema de carcasa de nacelle.	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CARCASA
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Transporte del conjunto carcasa de nacelle hasta la planta de montaje en nacelle.	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CARCASA

Figura 2.6.92. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Carcasa de nacelle) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:EJE PRINCIPAL

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: EJE PRINCIPAL						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE EJE PRINCIPAL	<input type="checkbox"/> 1 rodamiento en el eje.	-	-	-	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE EJE PRINCIPAL
	<input type="checkbox"/> 2 rodamientos en el eje.	-	-	-	-	-		
	<input type="checkbox"/> Eje semi-integrado.	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	<input type="checkbox"/> Forja.	-	-	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE EJE PRINCIPAL
	-	<input type="checkbox"/> Lingote de hierro.	-	-	-	-		
	-	<input type="checkbox"/> Chatarra.	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Peso total (kg ó toneladas).	-	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE EJE PRINCIPAL
PROCESO DE FABRICACIÓN DE EJE PRINCIPAL	-	-	-	o Procesos de fabricación: forja, fundición (colada, fundido, desmoldeo, rebabado, granallado, pintado) y mecanizado.	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE EJE PRINCIPAL
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Transporte de los ejes principales hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et ali	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE EJE PRINCIPAL

Figura 2.6.93. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Eje principal) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:CONJUNTO ROTOR HUB

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: CONJUNTO ROTOR HUB						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
MATERIAS PRIMAS	-	□ Lingote de hierro.	-	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONJUNTO ROTOR HUB
	-	□ Chatarra.	-	-	-	-		
	-	□ Acero de calderería metálica: tipo de material.	-	-	-	-		
	-	□ Recubrimientos anticorrosión: tipo.	-	-	-	-		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	-	-	o Peso total (kg ó toneladas).	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONJUNTO ROTOR HUB
PROCESO DE FABRICACIÓN DE CONJUNTO ROTOR HUB	-	-	-	o Procesos de fabricación de fundición: colada, fundido, desmoldeo, enfriamiento, rebabado, granallado, pintado y mecanizado.	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONJUNTO ROTOR HUB
	-	-	-	o Proceso de mecanizado: diámetro máximo, velocidad de operación, disponibilidad de maquinaria y del nº de suministradores con capacidad de producción.	-	-		
	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos del conjunto rotor-hub.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO DE FUNDICIÓN-MECANIZADO-PINTADO Y CONJUNTO ROTOR	-	-	-	-	□ Distancia entre plantas de fundición, mecanizado y pintado.	-	-	-
	-	-	-	-	□ Integración en una factoría de todas las operaciones (fundición-mecanizado-pintado).	-	-	-
	-	-	-	-	□ Costes de transporte de los sub-procesos (fundición-mecanizado-pintado).	-	-	-
	-	-	-	-	o Transporte de los Conjunto rotor-hub hasta la planta de montaje en nacelle o hasta el parque eólico.	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CONJUNTO ROTOR HUB

Figura 2.6.94. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Conjunto rotor-hub) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:RODAMIENTOS EJE PRINCIPAL

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: RODAMIENTOS EJE PRINCIPAL						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE RODAMIENTO EJE PRINCIPAL	□ Esférico de rodillos (Spherical Roller Bearing).	-	-	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE RODAMIENTOS EJE PRINCIPAL
	□ Cilíndrico de rodillos (Cylindrical Roller Bearing).	-	-	-	-	-		
	□ Cilíndrico de rodillos (Cylindrical Roller Bearing).	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	□ Forja: tipo de material.	-	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE RODAMIENTOS EJE PRINCIPAL
	-	□ Acero: tipo de material.	-	-	-	-		
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	-	-	o Peso total (kg ó toneladas).	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE RODAMIENTOS EJE PRINCIPAL
	-	-	o Tolerancias de montaje: valor de la tolerancia.	-	-	-		
PROCESO DE FABRICACIÓN DE RODAMIENTO EJE PRINCIPAL	-	-	-	o Procesos de fabricación: forja y mecanizado.	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE RODAMIENTOS EJE PRINCIPAL
	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos del conjunto rodamientos del eje.	-	-		
	-	-	-	o Tipo de protección contra la corrosión: fibra de vidrio, ánodos de sacrificio, componentes de Silicon nitrído y aislamiento cerámico, recubrimiento de cerámica, etc.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bölinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE RODAMIENTOS EJE PRINCIPAL
	-	-	-	-	o Transporte de los conjuntos rodamientos del eje hasta la planta de montaje en nacelle.	-		

Figura 2.6.95. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Rodamientos eje principal) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR:SISTEMA DE GIRO

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: SISTEMA DE GIRO (moto-reductoras y motores de giro)						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
MATERIAS PRIMAS	-	□ Forja.	-	-	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SISTEMAS DE GIRO
	-	□ Acero.	-	-	-	-		
	-	□ Cobre.	-	-	-	-		
	-	□ Chapa magnética.	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Nº de moto-reductoras y motores: 4, 6, 8, 12, etc.	-	-	-		FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SISTEMAS DE GIRO
PROCESO DE FABRICACIÓN DEL SISTEMA DE GIRO	-	-	-	o Procesos de fabricación: forja y mecanizado.	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SISTEMAS DE GIRO
	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos de las moto-reductoras y de los motores de giro.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SISTEMAS DE GIRO
	-	-	-	-	o Transporte de los conjuntos moto-reductoras y motores de giro hasta la planta de montaje en nacelle	-		

Figura 2.6.96. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Sistema de giro) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR: CIMENTACION ONSHORE

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: CIMENTACION ONSHORE						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
MATERIAS PRIMAS	-	□ Forjados metálicos.	-	-	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CIMENTACION ONSHORE
	-	□ Hormigón.	-	-	-	-		
	-	□ Bidas forjadas.	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CIMENTACION ONSHORE
PROCESO DE FABRICACIÓN DE CIMENTACION ONSHORE	-	-	-	o Proceso de fraguado y fabricación de la cimentación.	-	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CIMENTACION ONSHORE
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Transporte de las materias primas hasta el parque eólico.	-	Bolingier, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CIMENTACION ONSHORE

Figura 2.6.97. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Cimentación Onshore) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR: SUBESTRUCTURA OFFSHORE.

02/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: SUBESTRUCTURA OFFSHORE						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE SUBESTRUCTURA.	<u>Monopilote:</u> o Profundidad del mar: su uso está limitado a 25 m de profundidad. o Pesos: entre 150 y 210 toneladas. o Costes comparativos respecto a otros tipos: la más económica en el rango de profundidad.	-	-	-	-	-	Bollinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SUBESTRUCTURAS
	<u>Tripode y Tri-pilote (3 pilotes):</u> o Profundidad del mar: su uso está limitado desde 20 hasta 50 m de profundidad. o Pesos: alrededor de 500 toneladas. o Costes comparativos respecto a otros tipos: es más cara que el tipo monopilote en el rango de profundidad.	-	-	-	-	-		
	<u>Jacket o celosía:</u> o Profundidad del mar: su uso está limitado desde 25 hasta 50 m de profundidad. o Pesos: alrededor de 320 toneladas. o Costes comparativos respecto a otros tipos: es más cara que el tipo monopilote en el rango de profundidad.	-	-	-	-	-	Bollinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SUBESTRUCTURAS
	<u>Base de gravedad:</u> o Profundidad del mar: su uso está limitado hasta 30 m de profundidad. o Pesos: entre 1500 y 3000 toneladas. o Costes comparativos respecto a otros tipos: es competitiva en costes respecto al tipo monopilote en el rango de profundidad.	-	-	-	-	-		
	<u>Flotante:</u> están en fase de desarrollo de producto y se han montado algunos prototipos. o Profundidad del mar: su uso está diseñado desde los 100 m hasta los 300 m de profundidad. o Pesos: alrededor de 5300 toneladas. o Costes comparativos respecto a otros tipos: es mucho más cara en costes en la actualidad respecto al tipo monopilote y a otros tipos en el rango de profundidad de aguas poco profundas.	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS	-	□ Chapa metálica: tipo de material y espesor (mm).	-	-	-	-	Bollinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SUBESTRUCTURAS
	-	□ Estructura metálica de celosía para el tipo Jacket: tipo de material y espesor (mm).	-	-	-	-		
	-	□ Bridas forjadas para la unión de tramos de torre: tipo de material.	-	-	-	-		
	-	□ Hormigón, para el tipo de Base de gravedad: tipo de material.	-	-	-	-		
	-	o Componentes y materiales internos de la subestructura: piecero metálico, cableados, materiales eléctricos.	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Dimensiones: condicionamientos de transporte en tierra y en el mar.	-	-	-	Bollinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SUBESTRUCTURAS
	-	-	o Profundidad del mar: límite de uso para cada tipo de subestructura.	-	-	-		
	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-		
PROCESO DE FABRICACIÓN DE SUBESTRUCTURAS.	-	-	-	o Proceso de fabricación de la subestructura: nº de fases y proceso manual o automatizado.	-	-	Bollinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SUBESTRUCTURAS
	-	-	-	o Proceso de montaje de componentes internos de la subestructura.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bollinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE SUBESTRUCTURAS
	-	-	-	-	o Transporte de la de la subestructura hasta el puerto de embarque previo al envío al parque eólico Offshore.	-		
	-	-	-	-	o Transporte de la subestructura hasta el parque eólico Offshore.	-		

Figura 2.6.98. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Subestructura Offshore) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR: PIEZA DE TRANSICION OFFSHORE

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: PIEZA DE TRANSICION OFFSHORE						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
MATERIAS PRIMAS	-	□ Chapa metálica: tipo de material y espesor (mm).	-	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PIEZA DE TRANSICION
	-	□ Chapa metálica: espesor (mm).	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PIEZA DE TRANSICION
PROCESO DE FABRICACIÓN DE PIEZA DE TRANSICION	-	-	-	o Proceso de fabricación de la pieza de transición: nº de fases y proceso manual o automatizado.	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PIEZA DE TRANSICION
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE PIEZA DE TRANSICION
	-	-	-	-	o Transporte de la pieza de transición hasta el puerto de embarque previo al envío al parque eólico Offshore.	-		
	-	-	-	-	o Transporte de la pieza de transición hasta el parque eólico Offshore.	-		

Figura 2.6.99. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador Offshore (Pieza de transición) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR: CABLE SUBMARINO

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: CABLE SUBMARINO OFFSHORE						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
TIPO DE DISEÑO DE CABLE SUBMARINO	□ Array (unión entre aerogeneradores en el mar).	-	-	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DEL CABLE SUBMARINO
	□ Export: (transporte de la energía a la subestación en tierra).	-	-	-	-	-		
	□ Alta Tensión en corriente alterna (HVAC, High Voltage Alternate Current).	-	-	-	-	-		
	□ Alta Tensión en corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current).	-	-	-	-	-		
MATERIAS PRIMAS (cantidad total utilizada por metro de cable)	-	□ Cobre.	-	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DEL CABLE SUBMARINO
	-	□ Aluminio.	-	-	-	-		
	-	□ Materiales plásticos: cubierta.	-	-	-	-		
	-	□ Materiales plásticos: aislantes.	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Sección del cable (mm2).	-	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DEL CABLE SUBMARINO
	-	-	o Tipo de conductores: aluminio o cobre.	-	-	-		
	-	-	o Nº de conductores.	-	-	-		
PROCESO DE FABRICACIÓN DEL CABLE SUBMARINO	-	-	-	o Proceso de fabricación del cable submarino.	-	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DEL CABLE SUBMARINO
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Transporte del cable submarino hasta el puerto de embarque previo al envío al parque eólico Offshore.	-	Bölinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DEL CABLE SUBMARINO
	-	-	-	-	o Transporte del cable submarino hasta el parque eólico Offshore.	-		

Figura 2.6.100. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador Offshore (Cable submarino) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR: CIMENTACION OFFSHORE

11/05/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS/ FINANCIEROS: CIMENTACION OFFSHORE						CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
	TIPO DE DISEÑO	MATERIAS PRIMAS	DIMENSIONES / PESOS	PROCESOS DE FABRICACIÓN	TRANSPORTE / MANTENIMIENTO	INVERSIONES		
MATERIAS PRIMAS	-	□ Forjados metálicos.	-	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CIMENTACION OFFSHORE
	-	□ Hormigón.	-	-	-	-		
	-	□ Anclajes metálicos.	-	-	-	-		
	-	□ Grava de retención de la cimentación (Scour).	-	-	-	-		
CARACTERISTICAS TECNICAS	-	-	o Peso total (Toneladas).	-	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CIMENTACION OFFSHORE
PROCESO DE FABRICACIÓN DE CIMENTACION OFFSHORE	-	-	-	o Proceso de fraguado y fabricación de la cimentación: realizado en el mar con el barco de cimentación.	-	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CIMENTACION OFFSHORE
	-	-	-	o Tiempo de realización de la operación completa de cimentación: horas.	-	-		
CADENA DE SUMINISTRO	-	-	-	-	o Operaciones de mantenimiento durante la vida del parque: coste en Euros.	-	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE CIMENTACION OFFSHORE
	-	-	-	-	o Transporte de las materias primas hasta el parque eólico.	-		

Figura 2.6.101. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Cimentación Offshore) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: OPERACIONES DE FABRICACIÓN Y MONTAJE DE COMPONENTES Y SUB-COMPONENTES.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: OPERACIONES DE FABRICACIÓN Y MONTAJE DE COMPONENTES Y SUB-COMPONENTES.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
MODELO DE INTEGRACIÓN VERTICAL DE LA CADENA DE SUMINISTRO	o <u>Costes de adquisición de componentes</u> : conocimiento del coste de detalle interno de fabricación, de márgenes de beneficio y su comparación con el precio del mercado en función de la oferta y la demanda.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	o <u>Capacidad de producción</u> : se controla internamente y este aspecto influye en la optimización de los costes de adquisición, en los plazos de entrega y en las cantidades a suministrar.		
	o <u>Importe en inversiones en fábricas y centros productivos</u> : es muy elevado al ser necesaria la inversión en plantas de ensamble de nacelles y de fabricación de componentes.		
	o <u>Importe en inversiones en utillajes, moldes, maquinaria y centros productivos</u> : es muy elevado al ser necesarias inversiones en moldes, maquinaria, y medios productivos para la fabricación de palas, torres, multiplicadoras, nacelles, etc..		
	o <u>Costes de personal y estructura productiva</u> : muy elevado al ser requerida una estructura productiva de personal para las diversas plantas de fabricación de componentes y de ensamble de nacelles.		
MODELO DE INTEGRACIÓN HORIZONTAL DE LA CADENA DE SUMINISTRO	o <u>Costes de adquisición de componentes</u> : según el precio del mercado en función de la oferta y la demanda.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	o <u>Capacidad de producción de los suministradores externos</u> : influyen en el precio.		
	o <u>Importe en inversiones en fábricas y centros productivos</u> : solo limitado a plantas de ensamble de nacelles.		
	o <u>Importe en inversiones en utillajes, moldes, maquinaria y medios productivos</u> : limitado solo a plantas de ensamble de nacelles.		
	o <u>Costes de personal y estructura productiva</u> : limitado solo a personal de plantas de ensamble de nacelles.		

Figura 2.6.102. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (operaciones de fabricación y montaje: I) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: OPERACIONES DE FABRICACIÓN Y MONTAJE DE COMPONENTES Y SUB-COMPONENTES.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: OPERACIONES DE FABRICACIÓN Y MONTAJE DE COMPONENTES Y SUB-COMPONENTES.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
CADENA DE SUMINISTRO: FACTORES ACTUALES	<ul style="list-style-type: none"> Garantizar la capacidad de la cadena de suministro de componentes eólicos críticos (Palas, Multiplicadoras, Rodamientos, Forjas, Fundiciones). Poder hacer frente a la escasez de determinados componentes críticos por medio de la fabricación interna de los mismos en los fabricantes de aerogeneradores. Posibilidad de disponer de un aumento de la capacidad de producción de componentes mediante: planes de expansión adicional en la fabricación interna de componentes eólicos críticos y ampliación de capacidad productiva en los suministradores externos de componentes. Control sobre los plazos de entrega de componentes (Lead-Time). Control de la estructura de costes y de los precios finales de los componentes críticos fabricados internamente. Firma de contratos marco a largo plazo para garantizar el suministro de componentes críticos desde los suministradores (cantidades, plazo, precio y tecnología). Tecnología: Control sobre la gestión en el lanzamiento de nuevos productos de componentes y de aerogeneradores, así como de su playout ejecución. Mejora del rendimiento global en cuanto a resultados del fabricante de aerogeneradores: EBITDA (Beneficios antes de impuestos y amortizaciones), incremento de márgenes comerciales internos al fabricar componentes críticos internamente en gran volumen, capacidad de suministrar los aerogeneradores de acuerdo a las demandas crecientes del mercado eólico. Posibilidad de incrementar de manera flexible y rápida el número de aerogeneradores a fabricar para el mercado y poder incrementar cuota de mercado mundial. Control prácticamente completo de la cadena de suministro del aerogenerador incluyendo los componentes críticos (mediante su fabricación interna de forma preferente). Capacidad de producción de sub-componentes y de aerogeneradores. Capacidad de producción de sub-componentes y de aerogeneradores. Plazo de entrega de sub-componentes y de aerogeneradores. Ubicación de los centros productivos de sub-componentes y de aerogeneradores: impacto en precio en función de los costes de transporte. 	BTM, Make Consulting	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
COSTES DE OPERACIONES DE FABRICACIÓN Y DE MONTAJE DE NACELLES, PALAS, TORRES Y SUBESTRUCTURAS.	<ul style="list-style-type: none"> Costes de producción de las operaciones de fabricación de sub-componentes (palas, torre, buje, plataformas marinas, cimentaciones y otros) y montaje de nacelles. Dependen de factores tales como: <ul style="list-style-type: none"> Costes de fabricación. Costes de maquinaria. Costes de energía. Organización de la producción: flujo del trabajo, tiempos de fabricación, etc. Procesos de producción: automatizados o manuales. Mejoras tecnológicas de los procesos productivos: afectan a mejoras en el rendimiento productivo y en la reducción de los costes de fabricación y por lo tanto del producto final. Economías de escala: los rendimientos de la producción están en función de la escala de la misma, si es constante, creciente o decreciente. Los factores más representativos son: <ul style="list-style-type: none"> Volumen de producción. Cadencia de producción en el tiempo. Cantidades anualizadas de producción. Elasticidad de la demanda: variación en % de la cantidad demandada dividida por la variación porcentual del precio. Costes totales del producto: los costes totales son la suma de los costes fijos más los costes variables. <ul style="list-style-type: none"> Costes fijos: se deben pagar aunque no se produzcan bienes. Son principalmente los siguientes: costes de alquiler o amortización de edificios, fábricas, equipos de producción, pagos de intereses, deudas, salarios de la plantilla, etc. Son principalmente los siguientes: materias primas, combustible, energía, consumibles de producción, etc. Costes variables: son gastos que varían con el nivel de producción. Costes marginales: es el coste adicional en el que se incurre al producir una unidad adicional al lote. Curva de aprendizaje (Boston Consulting): aplicada a la optimización de los procesos de producción basada en la repetición continua de los mismos en las mismas condiciones, lo que implica una mejora en la eficiencia productiva y una reducción de los costes finales del producto. Ubicación de los centros productivos de sub-componentes, componentes y de ensamblaje de las nacelles: influyen sobre los costes finales en función de diferentes factores mencionados a continuación. <ul style="list-style-type: none"> Costes de mano de obra directa e indirecta: en el país y región económica de producción. Costes logísticos de envío de mercancías al destino final del producto. Porcentaje requerido de fabricación interna en el país. Riesgo económico del país: tasa de inflación, legislación laboral, especialización de la mano de obra, etc. 	Samuelson, Nordhaus, Schiller y Mochón	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
COSTES TOTALES DE SUMINISTRO: TCO (TOTAL COST OF OWNERSHIP) O COSTE TOTAL DE ADQUISICIÓN	<p>PRECIO DEL PRODUCTO FACTURADO:</p> <ol style="list-style-type: none"> Coste de las materias primas. Costes de mano de obra directa MOD (coste de la mano de obra empleada en horas de fabricación). Costes generales u Overheads (donde se incluyen los costes de la mano de obra indirecta, gastos generales de fabricación, amortizaciones, costes financieros, etc.). Margen comercial (a añadir sobre el precio de coste que es la suma de los costes de los puntos 1,2 y 3). <p>COSTE TOTAL DE ADQUISICIÓN (TCO) DEL PRODUCTO: se compone básicamente de dos factores:</p> <ol style="list-style-type: none"> Precio del producto facturado. Coste interno de adquisición: incluye factores como los siguientes. <ol style="list-style-type: none"> Costes de transporte. Impuestos. Tasas aduaneras. Costes de almacenaje e inventario. Costes de inspecciones y ensayos. Otros costes varios. <p>TAMAÑO Y PESO: de algunos componentes (Bastidores principales fundidos y mecanizados, ejes forjados y mecanizados, estructuras metálicas de calderería, transformadores, multiplicadoras, generadores, armarios eléctricos de electrónica de potencia y control, subestructuras metálicas para Offshore, etc.)</p> <p>ALTO COSTE DE TRANSPORTE Y MANIPULACIÓN DE COMPONENTES DE GRAN TAMAÑO.</p>	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES

Figura 2.6.103. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (operaciones de fabricación y montaje: II) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: TRANSPORTE HASTA EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTES DE TRANSPORTE PARA PARQUES ONSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
COSTES DE TRANSPORTE	<input type="checkbox"/> Costes de transportes de las materias primas a los suministradores de sub-componentes.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	<input type="checkbox"/> Costes de transporte de sub-componentes a las plantas de montaje de palas, nacelles y torres.		
	<input type="checkbox"/> Costes de transporte de las palas.		
	<input type="checkbox"/> Costes de transporte de los bujes.		
	<input type="checkbox"/> Costes de transporte de las nacelles.		
	<input type="checkbox"/> Costes de transporte de grandes sub-componentes que se montan en el parque eólico: transformadores, generador, multiplicadora, eje principal, sistemas de refrigeración, etc.		
	<input type="checkbox"/> Costes de transporte de las torres: de los diferentes tramos metálicos o de hormigón.		
	<input type="checkbox"/> Costes de transporte de las cimentaciones y sus sub-componentes.		
TRANSPORTE TERRESTRE	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) de la fábrica del suministrador de materia prima a la planta del fabricante de sub-componentes del aerogenerador.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) de la fábrica del suministrador de sub-componentes a la planta del fabricante de aerogeneradores.		
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) de la fábrica del suministrador de sub-componentes al parque eólico.		
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) de la planta del fabricante de aerogeneradores al parque eólico.		
	<input type="checkbox"/> <u>Tamaño de la carga (dimensiones y pesos)</u> : en función del tipo de carga pueden ser necesarios diferentes tipos de transporte terrestre.		
	<input type="checkbox"/> Transporte estándar.		
	<input type="checkbox"/> Transporte especial: son necesarios permisos de circulación, vehículos de escolta, definición de rutas específicas y limitadas, alturas máximas, pesos máximos autorizados.		
	<input type="checkbox"/> <u>Coste del flete del transporte en camión</u> : en Europa, en USA, en China, en otras zonas geográficas.		
TRANSPORTE MARÍTIMO	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte en camión por km: €/km.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte en camión por peso (kg o Ton): €/kg.		
	<input type="checkbox"/> <u>Coste del flete del transporte en tren</u> : en Europa, en USA, en China, en otras zonas geográficas.		
	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte en tren por km: €/km.		
	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte en tren por peso (kg o Ton): €/kg.		
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) desde el puerto de embarque del suministrador de materia prima al puerto de destino del fabricante de sub-componentes del aerogenerador.		
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) desde el puerto de embarque del suministrador de sub-componentes al puerto de destino del fabricante de aerogeneradores.		
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) de la fábrica del suministrador de sub-componentes al puerto de destino del parque eólico.		
TRANSPORTE AÉREO	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) de la planta del fabricante de aerogeneradores al puerto de destino del parque eólico.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	<input type="checkbox"/> <u>Tipo de barco necesario en función de la tipología de la carga por dimensiones y pesos</u> :		
	<input type="checkbox"/> Buques de transporte (Multi-purpose).		
	<input type="checkbox"/> Buques de gran tonelaje (Bulk Carrier).		
	<input type="checkbox"/> <u>Coste del flete del transporte en barco</u> : en Europa, en USA, en China, en otras zonas geográficas.		
	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte marítimo por km: €/km.		
	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte marítimo por peso (kg o Ton): €/kg.		
	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte marítimo por contenedor (tamaño en pies): €/tamaño del contenedor.		
TRANSPORTE AÉREO	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) desde el aeropuerto de embarque del suministrador de materia prima al aeropuerto de destino del fabricante de sub-componentes del aerogenerador.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) desde el aeropuerto de embarque del suministrador de sub-componentes al aeropuerto de destino del fabricante de aerogeneradores.		
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) desde el aeropuerto de embarque del suministrador de sub-componentes al aeropuerto de destino del parque eólico.		
	<input type="checkbox"/> Distancia (en km) desde el aeropuerto de embarque del fabricante de aerogeneradores al aeropuerto de destino del parque eólico.		
	<input type="checkbox"/> <u>Coste del flete del transporte aéreo</u> : en Europa, en USA, en China, en otras zonas geográficas.		
	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte aéreo por km: €/km.		
	<input type="checkbox"/> Coste del flete del transporte aéreo por peso (kg o Ton): €/kg.		

Figura 2.6.104. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Costes de Transporte Onshore) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: TRANSPORTE HASTA EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTES DE TRANSPORTE PARA PARQUES OFFSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
COSTES DE TRANSPORTE: EN TIERRA	Costes de transportes de las materias primas a los suministradores de sub-componentes.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	Costes de transporte de sub-componentes a las plantas de montaje de palas, nacelles y torres.		
	Costes de transporte de las palas.		
	Costes de transporte de los bujes.		
	Costes de transporte de las nacelles.		
	Costes de transporte de grandes sub-componentes que se montan en el puerto de embarque: transformadores, generador, multiplicadora, eje principal, sistemas de refrigeración, etc.		
	Costes de transporte de las torres: de los diferentes tramos metálicos o de hormigón.		
	Costes de transporte de las cimentaciones y sus sub-componentes.		
COSTES DE TRANSPORTE: ESPECIFICOS DE OFFSHORE	Costes de carga y descarga en los barcos de transporte e instalación: en el puerto de consolidación para embarque.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	Costes del flete del transporte marítimo: desde el puerto de consolidación hasta el emplazamiento del parque Offshore. Los costes varían en función del tipo de barco utilizado:		
	Costes de transporte marítimo (€/hora o €/día): en barco de transporte solamente.		
	Costes de transporte marítimo (€/hora o €/día): en barco de instalación y transporte según tipos		
	Jack-Up con grúa: barco.		
	Jack-Up con grúa: arrastrado.		
	Semi Jack-up.		
	Barco grúa de transporte e instalación.		
	Costes del barco grúa principal en el emplazamiento Offshore (€/hora o €/día): para realizar operaciones de descarga de componentes desde los barcos de transporte o instalación.		
	Costes del barco grúa auxiliar en el emplazamiento Offshore (€/hora o €/día): para realizar operaciones de descarga de componentes desde los barcos de transporte o instalación.		
	Costes del flete de barcos de transporte de personal de instalación y mantenimiento (€/hora o €/día).		
	Costes del flete de barcos de apoyo logístico a la instalación (€/hora o €/día).		
	Costes del flete de barcos de la instalación de cable submarino (€/hora o €/día).		
	Costes del flete de barcos de cimentación en el lecho marino (€/hora o €/día).		
	Costes del flete de helicópteros para el transporte de personal, componentes y servicio (€/hora o €/día).		
	Velocidad de los barcos de transporte (nudos/hora ó m/s): a su vez está en función de los siguientes factores.		
	Velocidad del barco a plena carga: nudos/hora ó m/s.		
	Carga máxima del barco de transporte: Toneladas.		
	Velocidad de los barcos de instalación y de los barcos grúas (nudos/hora ó m/s): a su vez está en función de los siguientes factores.		
	Velocidad del barco: nudos/hora ó m/s.		
	Limitaciones de carga del puerto de embarque:		
	Accesos terrestres.		
	Accesos marítimos para los barcos: calado del puerto, anchura de los accesos marinos, etc.		
	Plataformas de carga (toneladas permitidas).		
	Equipamientos disponibles: grúas, pórticos de grúas, muelles, instalaciones hidráulicas, etc.		
	Condiciones ambientales y meteorológicas medias.		

Figura 2.6.105. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Costes de Transporte Offshore) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: INSTALACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO ONSHORE.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: INSTALACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO ONSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
INSTALACIÓN DEL AEROGENERADOR ONSHORE: FACTORES DE COSTES	Factor de condiciones meteorológicas adversas (Downtime): paradas en el proceso de instalación en tierra debido a las malas condiciones meteorológicas.	Bolinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	Periodo de instalación: entre abril y noviembre en el hemisferio norte debido a las condiciones meteorológicas.		
	Medios de carga y descarga de materiales: en el emplazamiento terrestre.		
	Mano de obra especializada: para instalación en el emplazamiento terrestre.		
	Tipo de método de montaje e instalación de los aerogeneradores utilizado en el emplazamiento: afectan a los costes de instalación en €/hora y €/día.		
	El tiempo medio de instalación del aerogenerador en el parque Onshore: 1 día de media por aerogenerador.		
	Precio del petróleo: €/barril y \$/barril de los tipos Brent y Texas.		
	Factores de demanda y suministro del sector de aerogeneradores Onshore: o Nº de proyectos instalados cada año: cantidad y tendencia del mercado en cuanto a nº. o Nº de aerogeneradores a instalar por cada proyecto: tendencia a incrementarse en nº. o Nº de proyectos a instalar por cada estación útil de montaje en tierra. o Incremento del tamaño de los aerogeneradores Onshore: dimensiones y diámetro de rotor. o Incremento peso de los aerogeneradores Onshore: toneladas. o Incremento de la altura de la torre: metros. o Incremento de la distancia a las rutas logísticas en emplazamientos remotos. o Requerimientos de mantenimiento y servicio más exigentes. o Operaciones previstas de Re-Powering (sustitución de los aerogeneradores por otros con mayor potencia).		
	Disponibilidad de grúas para las operaciones de izado y montaje en el parque Onshore.		
	Disponibilidad de vías de acceso a los parques Onshore: inversión necesaria en caso de inexistencia.		
OTROS COSTES RELEVANTES ASOCIADOS A LA INSTALACIÓN	Costes de comisionado de parque eólico: la influencia en el coste del proceso de comisionado de los aerogeneradores, tanto Onshore como Offshore, están influenciados por los siguientes factores. • Costes de la operación de comisionado completa: realizada por compañías especializadas. • Tiempo de realización del comisionado del parque eólico completo. • Coste del flujo cesante: energía sin producir debido al tiempo de comisionado.	Bolinger, M. y Wiser, R.: MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	Costes de puesta en marcha del aerogenerador en el parque eólico.		
	Costes de garantías: reparaciones y costes de fallos ocurridos dentro del periodo de garantía del aerogenerador.		
	Costes de fallos fuera de garantía: están incluidas dentro de los costes de operación (OPEX).		
	Costes de lucro cesante: son los aplicados por el cliente final del aerogenerador debido a paradas en el funcionamiento del aerogenerador debido a fallos en el mismo y que ocasionan la parada del mismo.		

Figura 2.6.106. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Instalación en el emplazamiento del parque eólico Onshore) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: INSTALACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: INSTALACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
INSTALACIÓN DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: FACTORES DE COSTES	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Distancia a la costa del parque eólico Offshore (km). <input type="checkbox"/> Profundidad del agua en el emplazamiento marino (m). <input type="checkbox"/> Condiciones y tipo de lecho marino del emplazamiento. <input type="checkbox"/> Tipo de subestructura metálica utilizada: Jacket, monopilote, trípode, etc. <input type="checkbox"/> Peso de la subestructura metálica utilizada: toneladas. <input type="checkbox"/> Número de subestructuras metálicas utilizadas. <input type="checkbox"/> Factor de condiciones meteorológicas adversas (Downtime): paradas en el proceso de instalación en el mar debido a las malas condiciones meteorológicas. <input type="checkbox"/> Período de instalación: entre abril y octubre en el hemisferio norte debido a las condiciones meteorológicas y al estado del mar. <input type="checkbox"/> Medios de carga y descarga de materiales: en puerto de consolidación. <input type="checkbox"/> Mano de obra especializada: para instalación en el emplazamiento marino. <input type="checkbox"/> Complejidad de la instalación en el mar: número de operaciones, tipos de barcos y tipos de grúas necesarias. <input type="checkbox"/> El tiempo medio de instalación del aerogenerador en el parque Offshore: 1 día a 2,5 días de media por aerogenerador. <input type="checkbox"/> Nº total de aerogeneradores montados por barco: nº de aerogeneradores/año. <input type="checkbox"/> Precio del petróleo: €/barril y \$/barril de los tipos Brent y Texas. <input type="checkbox"/> Precios en función de la demanda de barcos de transporte e instalación en el sector del gas y petróleo: €/día. <input type="checkbox"/> Factores de demanda y suministro del sector de aerogeneradores Offshore: <ul style="list-style-type: none"> o Nº de proyectos instalados cada año: cantidad y tendencia del mercado en cuanto a nº. o Nº de aerogeneradores a instalar por cada proyecto: tendencia a incrementarse en nº. o Nº de proyectos a instalar por cada estación útil de montaje en el mar: tendencia a incrementarse en nº. o Incremento del tamaño de los aerogeneradores Offshore: dimensiones y diámetro de rotor. o Incremento peso de los aerogeneradores Offshore: toneladas. o Incremento de la altura de la torre: metros. o Incremento de la profundidad del agua de los emplazamientos marinos. o Requerimientos de mantenimiento y servicio más exigentes. o Operaciones previstas de Re-Powering (sustitución de los aerogeneradores por otros con mayor potencia). o Atracción de otros sectores industriales: debido a la alta tasa de pago €/día del sector de instalación de aerogeneradores Offshore. 	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
BARCOS DE INSTALACIÓN Y MONTAJE	<ul style="list-style-type: none"> o Disponibilidad de barcos de instalación y de barcos grúas: condiciones de alquiler. o Plazo de entrega de nuevos barcos de instalación y barcos grúas: meses. o Nuevos barcos de instalación y barcos grúas: inversión requerida por el propietarios (€/nuevo barco). o Número de barcos de transporte e instalación Offshore en proceso de fabricación: nº. o Contrato de alquiler: factor de condiciones meteorológicas adversas (Downtime), costes de penalizaciones y costes de seguros. o Planificación del período de reserva en firme de barcos de instalación de aerogeneradores, de barcos grúas barcos y de barcos de instalación de subestructuras de acuerdo a las necesidades en tiempo de cada proyecto: meses. o Capacidad de los barcos para realizar instalaciones de aerogeneradores de >5 MW y en aguas > 30m de profundidad. o Nº total de barcos de instalación requeridos por parque Offshore: 1 barco puede montar máximo 100 aerogeneradores/año. o Capacidad de realizar operaciones repetitivas de instalación en el parque Offshore. o Velocidad de instalación de los barcos de instalación (m/s): <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Palas. <input type="checkbox"/> Torre. <input type="checkbox"/> Nacelle. <input type="checkbox"/> Subestructura metálica. <input type="checkbox"/> Pieza de transición. <input type="checkbox"/> Cimentación en el lecho marino. o Capacidad de izado de las grúas en toneladas de los barcos de instalación: barcos grúas, Jack-Up, etc. o Control de impacto de montaje del aerogenerador en la subestructura: < 0,3 g. o Sistemas de alineamiento del montaje del aerogenerador: precisión establecida. o Distancia a la costa del parque eólico Offshore (km). o Profundidad del agua en el emplazamiento marino (m). o Tamaño y pesos de los aerogeneradores Offshore. o Optimización de las operaciones de instalación y montaje en el período climatológico disponible en el emplazamiento. 	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES

Figura 2.6.107. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Parte I) (Instalación en el emplazamiento del parque eólico Offshore) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: INSTALACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: INSTALACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
TIPO DE MÉTODO DE PRE-MONTAJE E INSTALACIÓN DE LOS AEROGENERADORES UTILIZADO EN EL EMPLAZAMIENTO	<p><u>Pre-montaje en puerto:</u> los componentes principales del aerogenerador como la torre, nacelle, rotor, palas y subestructura son enviadas desde el puerto de embarque hasta un segundo puerto de consolidación próximo al emplazamiento marino donde se llevan a cabo las operaciones finales de pre-montaje. Cuando se han finalizado los pre-montajes, los componentes se embarcan en un barco de instalación y transporte hasta el emplazamiento marino. Allí se lleva a cabo la instalación secuenciada en diferentes operaciones: montaje de la subestructura, torre, nacelle, rotor y palas.</p> <p><u>Montajes y pre-montajes en puerto:</u> las operaciones de montaje de subconjuntos del aerogenerador se lleva a cabo en las instalaciones del puerto de consolidación. Los pre-montajes del aerogenerador y sus componentes se embarcan en un barco de instalación y transporte hasta el emplazamiento marino. Allí se lleva a cabo la instalación secuenciada en diferentes operaciones: montaje de la subestructura, torre, nacelle, rotor y palas. Se evita la utilización de barcos de transporte adicionales. Una opción alternativa es realizar el montaje del aerogenerador completo en puerto, transportarlo al emplazamiento y en una sola operación de izado instalarlo en la subestructura.B42</p> <p><u>Montaje e instalación Offshore:</u> todos los componentes del aerogenerador se embarcan en puerto en un barco solo para transporte hasta el emplazamiento Offshore. Una vez allí se descargan en un barco de instalación (Jack-up u otro tipo) y allí se lleva a cabo la instalación secuenciada en diferentes operaciones: montaje de la subestructura, torre, nacelle, rotor y palas. Requiere una operación adicional de descarga en el mar, pero el uso del barco de instalación no se destina al transporte de componentes desde el puerto.</p>	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
INSTALACIÓN DE LA SUBESTRUCTURA EN LA CIMENTACIÓN	<p><u>o Barcos específicos para montaje de subestructura:</u> son más operativos y eficientes en costes que los barcos de instalación de aerogeneradores (€/día).</p> <p><u>o Tipo de barco utilizado en función del tipo de subestructura instalada:</u> el coste varía (€/día) en función de las dimensiones y del peso (toneladas).</p> <p>-Monopilete, tripode, Jacket: barco utilizado del tipo Jack-Up o barcos de instalación Auto-propulsados.</p> <p>-Base de gravedad (en hormigón o en estructura metálica): barco utilizado del tipo barco grúa y barcos de transporte.</p> <p><u>o N° de barcos de instalación necesarios por parque eólico:</u> n°.</p> <p><u>o Tiempo de instalación media de la subestructura:</u> entre 1 y 2 días en función del tipo.</p> <p><u>o Costes de los equipamientos especializados:</u> para perforación del lecho marino (martillos, etc.).</p>	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
INSTALACIÓN Y CONEXIONADO DEL CABLE SUBMARINO	<p><u>o Barcos específicos para montaje de cable submarino:</u> (€/día).</p> <p><u>o Disponibilidad de barcos específicos:</u> periodo de reserva (meses).</p> <p><u>o Costes de personal especializado:</u> €/día.</p> <p><u>o Tiempo de instalación media del cable submarino:</u> n° de días en función de los factores</p> <p><input type="checkbox"/> Distancia entre aerogeneradores.</p> <p><input type="checkbox"/> Distancia del parque Offshore a la costa.</p> <p><u>o Costes de los equipamientos especializados:</u></p> <p><input type="checkbox"/> Para conexionado del cable a los aerogeneradores Offshore.</p> <p><input type="checkbox"/> Para unión de los cables en alta mar.</p>	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
PUERTOS DE EMBARQUE HACIA EL PARQUE EÓLICO OFFSHORE: CARACTERÍSTICAS DEMANDADAS	<p><u>o Profundidad necesaria en el puerto:</u> para poder ser utilizado con barcos de instalación.</p> <p><u>o Muelles reforzados:</u> para poder ser utilizado con componentes de elevados tonelajes a cargar en los barcos de instalación.</p> <p><u>o Áreas de almacenaje de grandes dimensiones (al aire libre):</u> con costes de alquileres competitivos (€/año).</p> <p><u>o Almacenes cubiertos:</u> mínima superficie entre 1000 y 1500 m2.</p> <p><u>o Capacidad para llevar a cabo operaciones de pre-montaje de grandes componentes en el puerto</u></p> <p>-Dimensiones del área de almacenaje: entre 60000 y 250000 m2.</p> <p>-Vía o carretera dedicada para el transporte entre el almacén y el muelle del puerto.</p> <p>-Longitud del muelle: mínimo entre 150 y 250 m.</p> <p>-Capacidad de carga del muelle: entre 3 y 6 ton/m2.</p> <p>-Lecho marino del muelle con suficiente capacidad de resistencia.</p> <p>-Profundidad del agua en el muelle: mínimo 6 m.</p> <p>-Accesos para barcos pequeños: pontones o pasarelas.</p> <p>-Accesos al puerto para camiones de gran tonelaje.</p> <p>-Helipuerto: para realizar vuelos de transporte con helicópteros.</p> <p>-Disponibilidad de uso para los requerimientos de instalación de aerogeneradores Offshore.</p> <p>Disponibilidad horaria completa para realizar las operaciones de carga, transporte, instalación, servicio, etc.</p> <p>-Instalaciones adecuadas en tonelaje para operaciones de carga y descarga.</p> <p>-Instalaciones disponibles de reportaje de agua, combustible, electricidad.</p>	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES

Figura 2.6.108. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a los factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (Parte II) (Instalación en el emplazamiento del parque eólico Offshore) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGIA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: ASPECTOS DEL ENTORNO ECONÓMICO Y FINANCIERO.

27/04/2012

AREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: ASPECTOS DEL ENTORNO ECONÓMICO Y FINANCIERO	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
ASPECTOS DEL ENTORNO ECONÓMICO Y FINANCIERO: OTROS FACTORES DE INFLUENCIA	Entorno económico: regional, nacional e internacional.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	UE; GOBIERNOS; CCAA., FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	Política económica: de los gobiernos nacionales y de la Unión Europea.		
	Evolución global de los costes de las principales materias primas utilizadas en los aerogeneradores.		
	Variaciones en la demanda de energía eléctrica: está influenciada por la situación del entorno económico.		
	Variaciones en los precios del petróleo y del gas natural en los mercados internacionales.		
	Relación de cambio con respecto al euro de las divisas internacionales: del dólar americano, libra esterlina, yuan chino, etc. La relación del cambio afecta a las importaciones y exportaciones en divisas.		
	Legislación aplicable a las energías renovables eólicas: la legislación vigente y los cambios legislativos que se producen afectan al sector eólico a nivel nacional e internacional, así como a su competitividad.		
	Conexión a la red eléctrica: requisitos de cumplimiento de códigos de conexión a la red y limitaciones en la distribución de energía eléctrica.		
	Tecnología eólica: avances tecnológicos a implantar el los aerogeneradores eólicos, en muchos casos asociados a proyectos de inversión tecnológica de desarrollo de productos por parte de fabricantes, gobiernos, organismos internacionales, organismos sectoriales, etc.		
FACTORES DE LA ECONOMÍA DE LA PRODUCCIÓN DE AEROGENERADORES	Factores de competencia del mercado eólico: nuevas compañías entrantes, fabricantes de aerogeneradores asiáticos, estrategias de precios, modelos de cadena de suministro utilizado, etc.	Bolinger, M. y Wiser, R.; MAKE, Wind Energy Update, BTM, NREL, EWEA, AWEA, DOE et alii	FABRICANTES DE AEROGENERADORES y PROVEEDORES DE COMPONENTES
	Relación entre la producción y los costes de producción obtenidos.		
	Precio de los factores productivos: materias primas, mano de obra, coste de instalaciones, salarios, tasa de inflación, etc.		
	Combinaciones de los factores productivos, tecnologías y cadena de suministro: la selección óptima proporcionará los costes más competitivos del producto en la ubicación determinada.		
	Control de los factores productivos en el corto plazo: se pueden controlar y ajustar los costes de las materias primas, mano de obra, etc., pero no los costes fijos como los costes de la planta de producción, el equipamiento.		
	Control de los factores productivos en el medio plazo: se pueden controlar y ajustar todos los costes y todos los factores, al ser todos los factores variables en el tiempo y ninguno fijo.		
	Gestión de los productos marginales: agrupación de lotes para obtener costes competitivos utilizando la regla del coste mínimo para producir una determinada gama de productos.		

Figura 2.6.109. Tabla resumen con la identificación de los factores económicos y financieros en relación a otros factores de costes de materias primas y sub-componentes de un aerogenerador (aspectos del entorno económico y financiero) (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

CAPITULO 3

ANÁLISIS Y TENDENCIAS DEL MERCADO DE AEROGENERADORES EÓLICOS.

CAPITULO 3

ANÁLISIS Y TENDENCIAS DEL MERCADO DE AEROGENERADORES EÓLICOS.

3.1. AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL ONSHORE: SITUACIÓN DE MERCADO, FABRICANTES Y PRODUCTOS.

3.1.1. Características específicas y diferenciales del sector de fabricación de aerogeneradores.

El sector eólico, tanto en la fabricación de aerogeneradores como en su cadena de suministro de componentes Onshore, presenta una serie de características diferenciales con relación a otros sectores industriales. Estas características condicionan el desarrollo de nuevos productos, su “*Time to Market*” (tiempo de desarrollo del proyecto, inicio de la producción y venta en el mercado), el modelo de cadena de suministro de componentes, el número de unidades anuales de aerogeneradores producidas, la segmentación del mercado, el posicionamiento y crecimiento en el mercado de las diferentes empresas fabricantes de aerogeneradores, las estimaciones de crecimiento de MW a suministrar e instalar, los protocolos internacionales de medio ambiente y las cuotas de aportaciones públicas a la generación eléctrica establecidas para las energías renovables.

A continuación se mencionan de forma resumida algunas de estas características específicas del sector de la energía renovable eólica:

- Mercado mundial muy concentrado en producción de aerogeneradores Onshore: hasta el año 2012 el 85% de la producción mundial es suministrada por los 10 principales fabricantes (BTM, 2013).
- Mercados eólicos: en los 10 principales países productores de aerogeneradores se concentra el 85,9 % de la capacidad de producción de los mismos (BTM, 2013; GWEC, 2013):
 - Europa tiene el 38,6 % aproximadamente de la capacidad instalada acumulada global (año 2012).
 - China es el mercado de mayor crecimiento estimado para los próximos años (tanto en producción de MW como en instalación).
 - Estados Unidos e India han sido otros mercados con gran crecimiento hasta la actualidad y con previsión de incrementos anuales superiores al 10% en los próximos años (2013 al 2017).
- Mercados eólicos actuales consolidados: Europa occidental, Estados Unidos, China, India, Canadá, Japón y Australia.
- Mercados eólicos en fase de consolidación y emergentes: Europa del Este, Brasil y México en Sudamérica, Corea del Sur y el Norte de África.
- Mercado mundial de gran crecimiento previsto para los próximos años (GWEC, 2013; BTM, 2013): 44711 MW eólicos instalados en 2012, 47600 MW previstos a suministrar en 2014, 45105 MW en 2015 y 50880 MW en 2016.
- Mercado en constante crecimiento desde hace más de 10 años (BTM, 2013): en MW y en nº de generadores instalados por año (tasa media de crecimiento del 17,8% en los años 2011-2012) y estimación de alto crecimiento en MW a instalar para el resto de años de la década hasta el año 2020.
- Series cortas de producción anual de aerogeneradores Onshore por parte de los fabricantes: menor de 1000 unidades/año de media.
- Limitaciones de la capacidad de producción a nivel mundial. Se presenta esta situación en ciertos componentes críticos del aerogenerador, antes de la crisis financiera mundial de 2008 y probablemente en un nuevo escenario de crecimiento a partir del año 2014 en componentes críticos como los siguientes:
 - Multiplicadoras.
 - Rodamientos de gran tamaño.
 - Componentes forjados (ejes).
- Demanda del mercado de aerogeneradores (Make, 2011 y BTM, 2011 y 2013):
 - Hasta el año 2009: ha habido mayor demanda de producto final que oferta de aerogeneradores fabricados y disponibles para ser vendidos; la capacidad mundial de

- producción de aerogeneradores estuvo reservada y vendida en su totalidad hasta el primer trimestre del año 2009 incluido.
- Año 2009 y años siguientes: la demanda actualmente está en niveles descendentes o con la misma demanda que en años precedentes. La recuperación de la demanda estará en función de la recuperación económica mundial, en especial Estados Unidos y Europa y de la disponibilidad de financiación local e internacional. En el año 2013 existe sobre capacidad de producción de aerogeneradores debido a la baja demanda internacional general.
- Alto coste medio de los componentes críticos.
- Largo plazo de entrega (Lead-Time): tanto de componentes críticos como de aerogeneradores, con más de 6 meses de plazo de entrega en los casos de grandes componentes desde que se lanza el pedido de compra.
- Alto riesgo del proyecto: en términos financieros existen varios factores de riesgo de los proyectos de energía eólica a considerar antes de lanzar el proyecto, tales como una alta tasa en años del retorno de la inversión (ROI), alto coste de los fallos en el funcionamiento en el parque eólico y de reposición de componentes, tasa de disponibilidad de funcionamiento del aerogenerador en operación (media entre el 95% y el 97% según contrato y modelo de aerogenerador), rentabilidad económica global del proyecto.
- Mercado de componentes de aerogeneradores globalizado: existe una gran complejidad del mercado mundial de componentes debido a la globalización industrial y a la limitación de capacidades productivas en algunas tecnologías (forjas, rodamientos de gran tamaño, etc.).
- Dificultades en la ampliación de capacidad de producción: en determinados componentes críticos debido a las inversiones a cometer por parte de los proveedores de componentes como multiplicadoras, grandes rodamientos, forjas, palas, etc.
- Requerimientos de contenido de fabricación local: existe una tendencia a requerir en determinados mercados y países un contenido mínimo de fabricación local de componentes para poder fabricar y vender el aerogenerador en ese país (Porcentajes entre el 60 y el 70% de fabricación con contenido local en China así como en otros países como India, Brasil y Canadá).
- Cadena de suministro global en logística: se requiere transporte regional e intercontinental desde los centros de fabricación de góndolas, palas, torres, multiplicadoras, piezas mecanizadas, grandes componentes, etc., hasta los mercados de venta e instalación de aerogeneradores.
- El mercado de generación de electricidad de origen eólico está regulado, por los gobiernos nacionales y regionales, los cuales gestionan la autorización de la promoción de parques eólicos y el coste subvencionado de la electricidad producida de origen eólico (mediante primas y subvenciones) en Europa y Asia, mediante la reducción de impuestos sobre la electricidad producida en Estados Unidos (PTC: *Production Tax Credit*).
- Necesidad de realizar elevadas inversiones en medios productivos para la fabricación de aerogeneradores de forma global, para lo cual se requieren los siguientes aspectos.
 - Plantas de fabricación de palas, nacelles, generadores, multiplicadoras, torres, etc.
 - Maquinaria y Utillajes de fabricación de componentes: palas, multiplicadoras, etc.
 - Altos costes de gestión de stocks de productos terminados:
 - *Stocks* de seguridad de componentes de alto coste.
 - *Stock* de materiales en transporte y consigna (en aduanas y almacenes reguladores).
 - *Stocks* de aerogeneradores terminados pendientes de montaje en parques eólicos.
 - Elevados costes de construcción de parques eólicos.
 - Altos costes financieros hasta el inicio del arranque del funcionamiento del parque eólico.
 - Costes de campañas de cambio de productos defectuosos.
- Elevadas inversiones en diseño y desarrollo de nuevos productos (aerogeneradores de nueva generación):
 - Nuevos aerogeneradores multi-megavatios (con potencias mayores de 3 MW).
 - Aerogeneradores Offshore (instalados en el mar).
 - Nuevas tecnologías para la optimización de los productos de serie: generadores síncronos multi-polos y con imanes permanentes, sistema de cambio de (*Pitch*) paso eléctrico, palas en 2 secciones, torres híbridas (hormigón-virola metálica), superconductores para generadores, etc.
 - Tendencia del mercado a utilizar aerogeneradores de mayor tamaño: 1,5 – 2,5 MW es la potencia de aerogenerador demandada hasta 2012 por el mercado en más de un 50% de los

○ casos.

- Departamentos de Ingeniería (I+D+D): tendencia en el medio plazo a transferir actividades de ingeniería, como diseño y desarrollo de productos, a países de bajo coste con mayor disponibilidad de recursos cualificados que en los países occidentales (por ejemplo: India y China están siendo receptores de algunos de estos nuevos departamentos técnicos de fabricantes de aerogeneradores).
- Utilización en el producto final de múltiples tecnologías simultáneamente: electrónica de potencia, electrónica de control, hidráulica, fibras de vidrio, mecánica, comunicaciones Ethernet, sensórica de última generación, control remoto, etc.
- Altos costes de transportes de los componentes críticos (debido al elevado peso y tamaño de las piezas): presentan un elevado coste de los circuitos logísticos de grandes componentes y de las nacelles, palas y torres de los aerogeneradores.
- Altos costes de provisión de garantías (Provisiones financieras o a través de seguros con cobertura de fallos de producto en operación), para hacer frente a posibles fallos o reparaciones en el parque eólico de aerogeneradores y sub-componentes defectuosos (debidos a fallos de diseño o de fabricación).
- Sector inmerso en un proceso continuo de fusiones de empresas fabricantes de aerogeneradores: los grandes grupos industriales (de aerogeneradores, industriales en general, compañías eléctricas, promotores eólicos) adquieren fabricantes de aerogeneradores de tamaño más pequeño pero con producto propio y consolidados en el mercado eólico regional o global. Adicionalmente nuevas compañías entrantes en el sector eólico, algunas de estas nuevas compañías entrantes son fabricantes de aerogeneradores de China, adquieren ingenierías de diseño de aerogeneradores europeos y otros fabricantes de aerogeneradores de pequeño tamaño que operan en mercados regionales y locales.
- Proceso de Integración Vertical: los fabricantes de aerogeneradores de mayor tamaño presentan en los últimos años una acusada tendencia a fabricar internamente los componentes críticos con los que tienen problemas de falta de capacidad de producción en el mercado mundial de componentes eólicos (los principales componentes que se fabrican internamente son: palas, torres, multiplicadoras, generadores eléctricos, electrónica de potencia). Esta tendencia está actualmente en revisión debido al estancamiento del mercado en el periodo 2009 al 2013 debido a la crisis financiera en Europa y Estados Unidos.
- Externalización de los servicios de ingeniería y de diseño de nuevos productos, a empresas especializadas donde el diseño es realizado a medida del fabricante o el diseño es comprado bajo licencia/patente.
- Externalización de los servicios logísticos: se subcontrata la gestión logística integral a compañías especializadas en el sector logístico mediante acuerdos a largo plazo.
- Creación de “clusters” o grupos de empresas para el diseño de nuevos aerogeneradores de gran potencia: con potencias mayores de 10 MW tanto en modelos Onshore como Offshore.

3.1.2. Situación del mercado eólico: datos actuales y proyección de la estimación de capacidad de producción global de energía eólica.

En relación a las energías renovables y al cambio climático, los gobiernos de la Unión Europea han acordado establecer como objetivo para el año 2020, que un 20% del total de la energía primaria sea de origen renovable con objeto de reducir la dependencia de la generación de energía a base de combustibles fósiles y reducir de esta forma la emisión de carbono a la atmósfera (el objetivo es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera en un 20%), principal causante del efecto invernadero y del cambio climático (PER 2011-2020, 2012; Directiva 2001/77/CE, de 27 septiembre de 2001; Comisión Europea, “Libro Verde”, 2006). Existe un objetivo intermedio en el 2010 de alcanzar un 12% de energía de origen renovable sobre el total de energía primaria. Alcanzar estas cifras va a requerir una capacidad de crecimiento del 10% anual o superior en generación de energía renovable.

De lo citado anteriormente y de los datos suministrados por la Unión Europea y otros organismos internacionales como el IPCC (*Inter Governmental Panel Climate Change*) se deduce la necesidad de potenciar la producción de energía primaria de origen renovable y dentro de la misma la de origen eólico por su grado de avance tecnológico y su rendimiento, como una de las más importantes junto con la de origen hidráulico.

En el caso de España el objetivo fijado por el gobierno es alcanzar que un 20% del consumo de la energía

de origen primario sea de origen renovable en el año 2020. Para ello se establecieron los planes de energías Renovables 2005-2010 y el Plan de energías renovables para el periodo 2011-2020 (PER 2011-2020, 2012). El objetivo planteado es el de alcanzar los 40000 MW de potencia eólica instalada para el año 2020.

Como referencia (AEE, 2012) se indican los datos del porcentaje de producción eléctrica suministrados en España en el año 2011 por medio de energía de origen eólico los cuales fueron del orden de un 20,24% del total (Figura 3.1.).

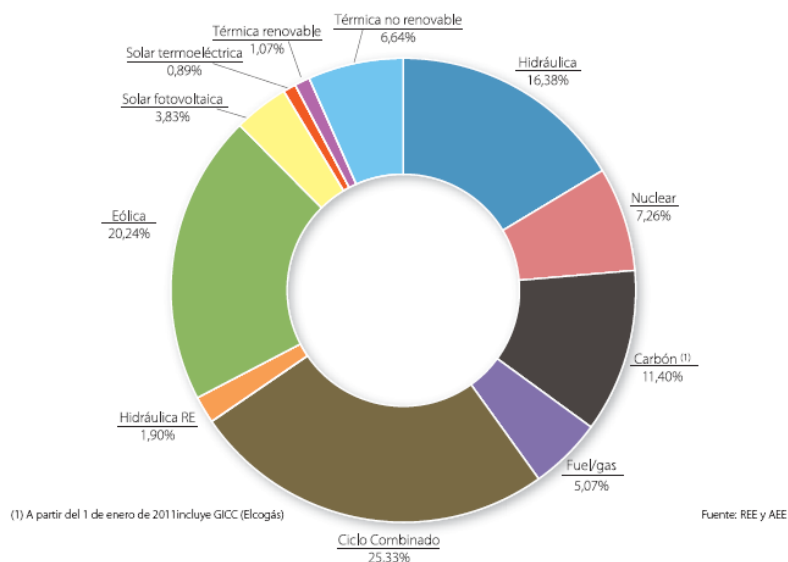


Figura 3.1. Gráfico con el acumulado de Capacidad Global Eólica instalada (Periodo hasta 2011) (Fuente: REE y AEE).

En cuanto a la cobertura en España de la demanda de energía eléctrica, según los datos mensuales aportados para 2011 por Red Eléctrica Española (REE) y por la Asociación Empresarial Eólica (AEE), se obtienen los valores indicados en la Figura 3.2. del 16,3%, con una contribución de la energía eólica del 47% respecto a la contribución del total del resto de energías renovables. Todo esto indica el recorrido al alza que existe en cuanto a posibilidades de mejora del rendimiento de la generación del tipo eólico bien a través de nuevas instalaciones y a la mejora de la eficiencia de la tecnología actual de los aerogeneradores (AEE, 2012).

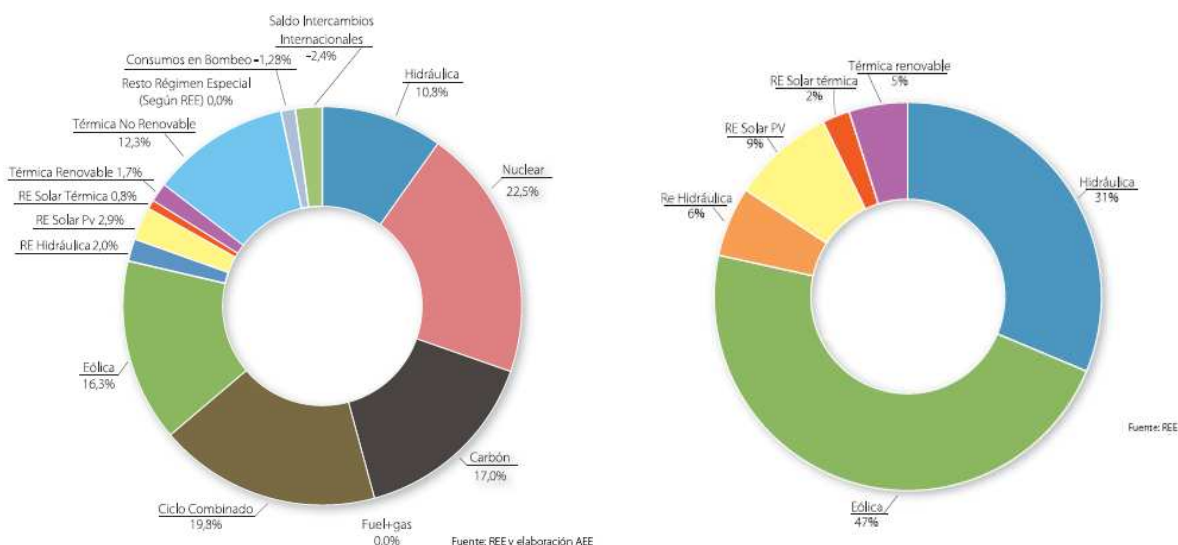


Figura 3.2. Gráfico de la cobertura de energía eléctrica producida en España por medio de generación de tipo eólico, y de la contribución de la eólica a la generación de energías renovables (Año 2011). (Fuente REE y AEE).

En el gráfico de la Figura 3.3. se muestra la evolución anual de la potencia de generación de energía instalada por tecnologías en el periodo 2006-2011, destacando dentro de la misma la energía eólica con un crecimiento continuado desde el año 2006 (AEE, 2012).

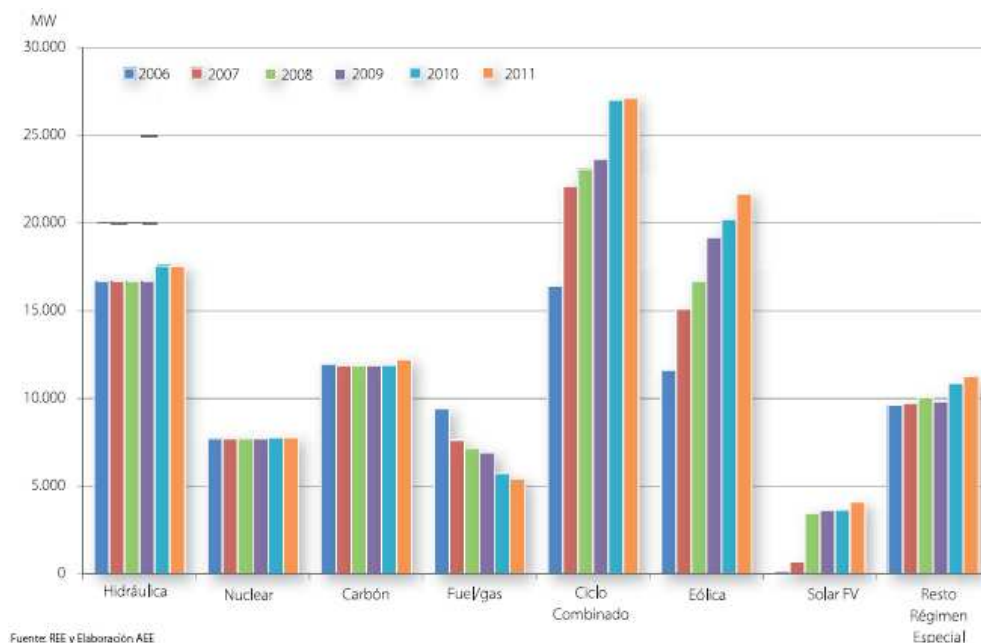


Figura 3.3. Gráfico de evolución anual de la generación de energía por tecnologías en el periodo 2006-2011 en España (Fuente: REE y AEE).

Se describen a continuación las principales características del mercado eólico en cuanto a producción, instalación de MW y crecimientos anuales según el organismo GWEC (Global Wind Energy Council) y la AEE (Asociación Empresarial Eólica) (GWEC, 2013; AEE, 2012).

Datos Globales del mercado eólico.

- Acumulado de Capacidad eólica global instalada (MW) desde 1996 hasta 2012: el total mundial acumulado es de 282.430 MW eólicos instalados (GWEC).

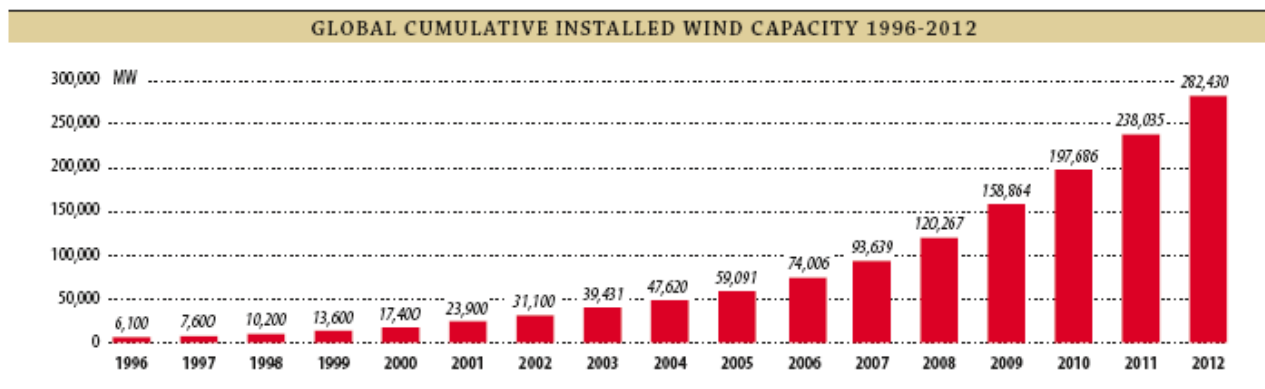


Figura 3.4. Acumulado de Capacidad Global Eólica instalada en el periodo 1996-2012 (Fuente: GWEC).

- Capacidad eólica global instalada anualmente (MW) desde 1996 hasta 2012: destaca el crecimiento continuado de la capacidad instalada anualmente llegando en 2012 a ser de 44711 MW.

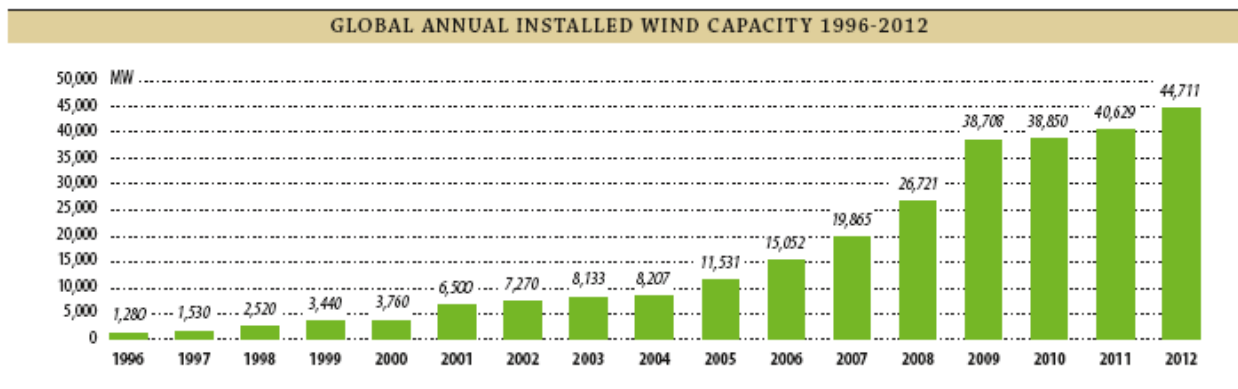


Figura 3.5. Capacidad Global Eólica instalada anualmente periodo 1996-2012 (Fuente: GWEC).

- Capacidad eólica instalada por países hasta 2012 (en MW):
 - En capacidad eólica instalada acumulada los tres primeros países son: China, Estados Unidos y Alemania. España ocupa la cuarta posición con un acumulado de 22796 MW instalados y un 8,1% del acumulado total instalado hasta el año 2012.
 - En nueva capacidad eólica instalada en el año 2012 los tres primeros países son: China (13200 MW), Estados Unidos (13124 MW) y Alemania (2439 MW). España instaló 1122 MW y un 1,1% del total mundial instalado en el año 2012.
 - En la bibliografía se indican los datos correspondientes a capacidad instalada por regiones y por países en 2012 y en el periodo 2006-2012. En el acumulado de capacidad total instalada en MW hasta 2012 por regiones: destacan Europa, Asia con China como líder mundial en potencia instalada anualmente, y Norteamérica con un gran crecimiento en el último año 2012.

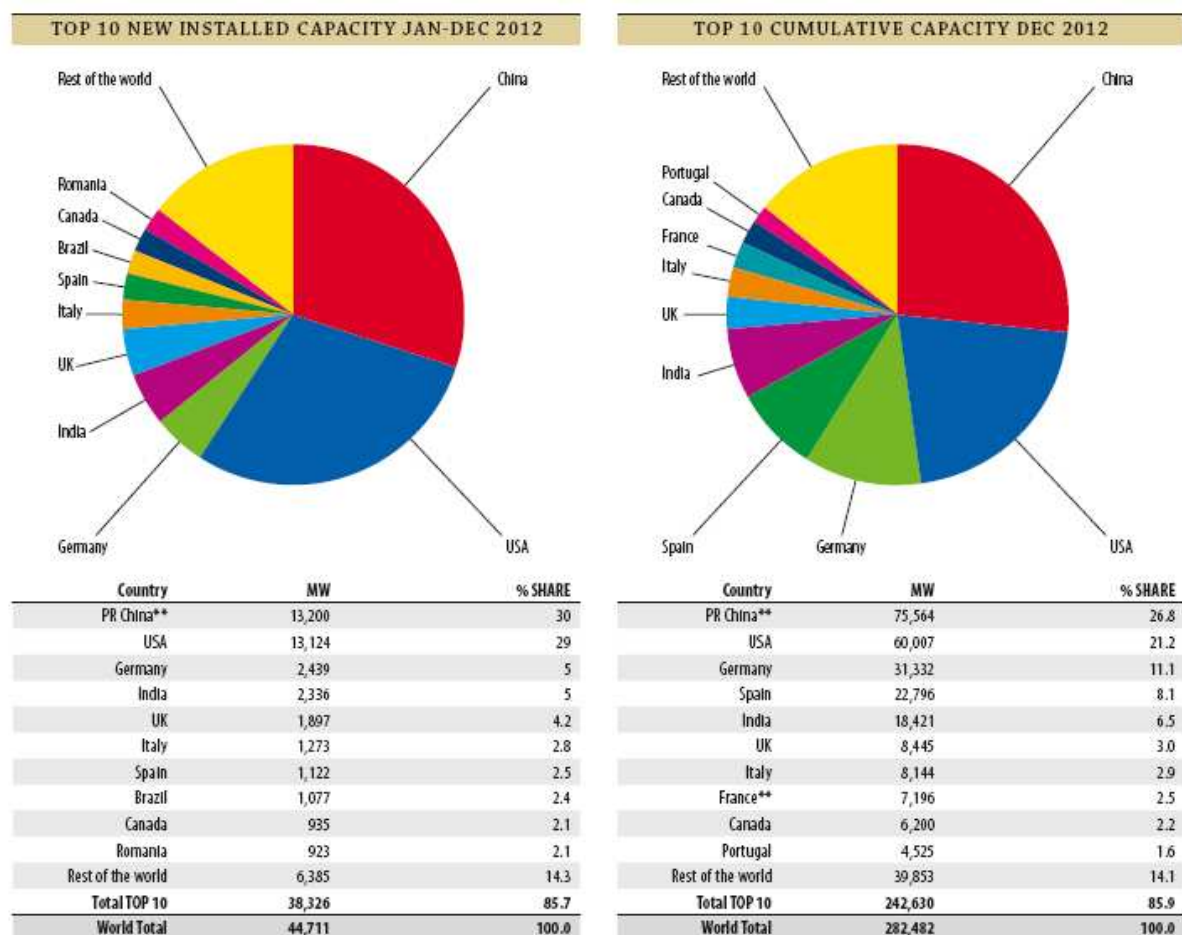


Figura 3.6. Capacidad Global Eólica instalada por países hasta 2012 –acumulado y año 2012- (Fuente: GWEC).

- Estimación de crecimiento de la capacidad de producción de MW eólicos: según los datos de referencia de los organismos AEE y GWEC la estimación para los próximos años se muestra en la Figura 3.7. y se estima que para el año 2013 la capacidad instalada será de 332 GW con un crecimiento medio acumulado de aproximadamente un 20,4 % anual (desde 2007 al 2013). Otras fuentes como la consultora MAKE (Figura 3.8.) establecen unas previsiones más reducidas en cuanto a crecimiento anual (desde un 26,8 % en 2009 hasta un crecimiento de solo el 0,5 % en 2013).

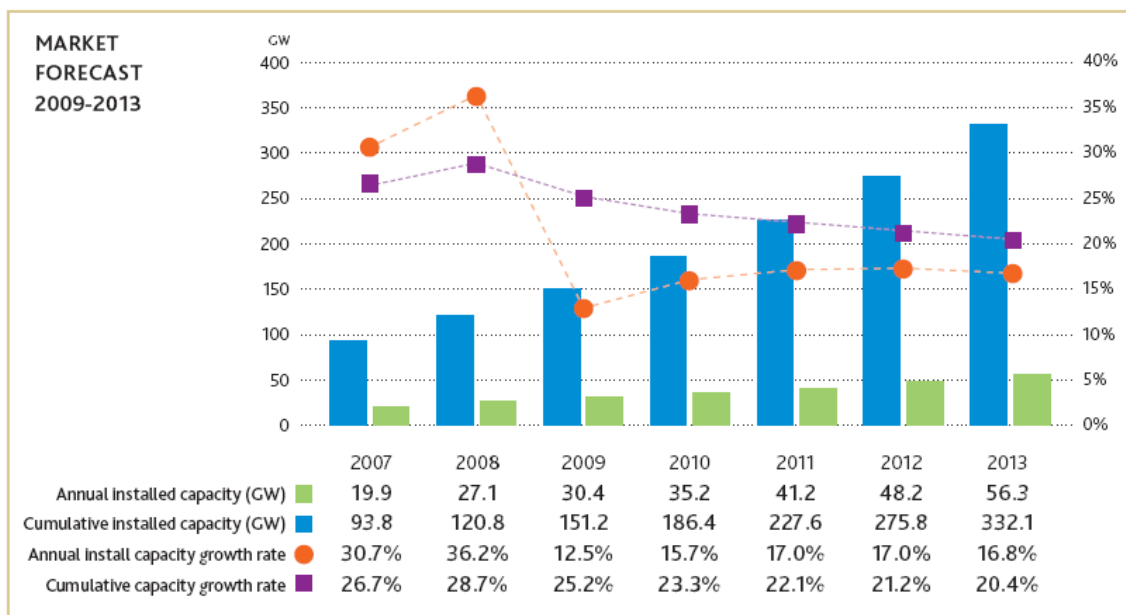
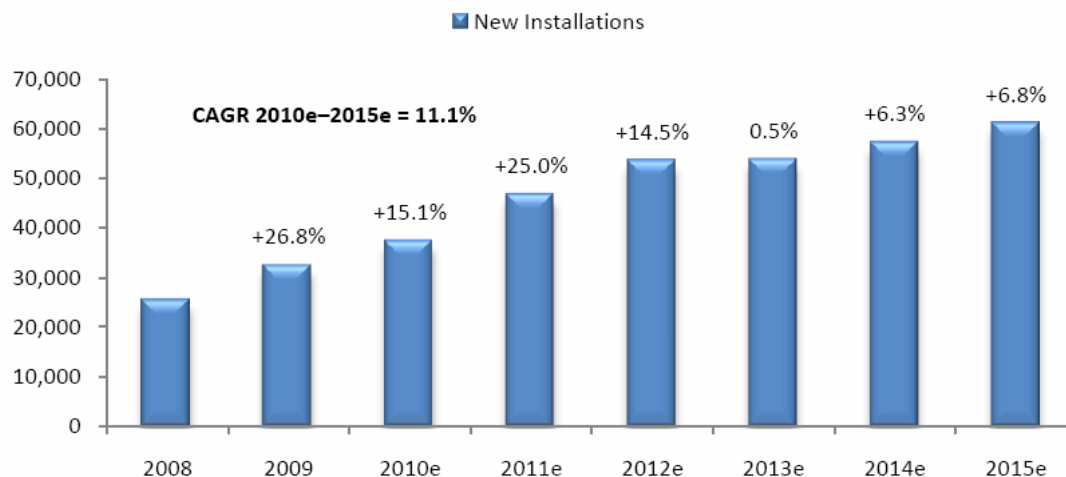


Figura 3.7. Previsiones de Capacidad eólica global (acumulado en MW) y previsión de crecimiento global anual en porcentaje (Fuente: AEE).

Figure 14 – Market Outlook and YoY Growth, 2008–2015e (MW)



Note: All numbers are based on grid connected capacity.
Source: MAKE Consulting

Figura 3.8. Estimación de Capacidad global anual instalada en MW y crecimiento anual estimado en % para los años 2008 al 2015 (Fuente: MAKE Consulting).

La mayor parte de esa capacidad de producción se localizaba en años anteriores al 2009 en Europa (GWEC, 2013), pero a partir del año 2009 la situación ha cambiado de manera muy relevante pasando a ser China el mayor mercado mundial, en cuanto a MW instalados anuales (13200 MW en el Año 2012 y acumulado total con 75564 MW hasta 2012). Le siguen Estados Unidos (13124 MW en el Año 2012 y acumulado total con 60007 MW hasta 2012) y el resto de países europeos con cifras muy inferiores (España instaló 1122 MW en 2012 y en el acumulado ha instalado 22796 MW hasta 2012). Las estimaciones del mercado (BTM, 2013) pronostican que China se consolidará como el mayor mercado mundial en el año 2013 y en los años siguientes; a su vez destacan las previsiones de crecimiento de Estados Unidos, que ocuparían la 2ª posición, manteniéndose Alemania en 3ª posición. Les seguirían en potencia instalada prevista acumulada España e India.

El mercado eólico actualmente está muy concentrado en cuanto a que en los 10 principales países productores de aerogeneradores se contabiliza el 85,9 % del total mundial de capacidad instalada. Europa es todavía el mayor mercado en potencia acumulada con un 38,6 % aproximadamente de la capacidad total mundial instalada en MW (GWEC, 2013; BTM, 2013).

Datos específicos del mercado eólico Onshore en España.

- Acumulado de capacidad eólica instalada (MW) en España desde 1999 hasta 2011 (AEE, 2012): el total acumulado en España hasta el año 2011 es de 21673,5 MW eólicos instalados (Figura 3.9.).

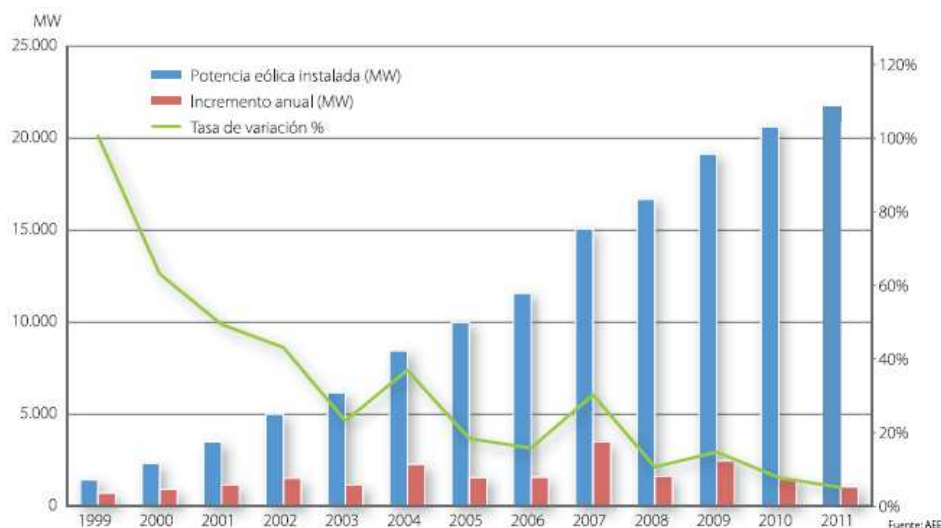


Figura 3.9. Acumulado de Capacidad Eólica Onshore instalada en España en el periodo 1999-2011 (Fuente AEE).

- Capacidad eólica instalada anualmente en España (MW) desde 1999 hasta 2011 (Figura 3.9 y 3.10.): destaca el crecimiento de la capacidad instalada en 3 años en particular como son 2004 (2298 MW), 2007 (3518 MW) marcando el máximo de potencia anual instalada, y 2009 (2459 MW). Desde el inicio de la primera década del siglo XXI se observa un descenso en el nivel de crecimiento anual (tasa de variación desde el entorno de un 100% hasta el entorno menor del 10% anual en los años 2010, 2011 y 2012). Esto es debido, entre otros factores, a que los emplazamientos con mayor recurso eólico ya están utilizados y a la legislación vigente actualmente en España, la cual está siendo más restrictiva con la política de primas a la producción de electricidad de origen eólico, estando en el año 2013 paralizada en cuanto a asignación de primas para las nuevas instalaciones eólicas (RD 1/2012).
- Potencia eólica instalada en España por comunidades Autónomas (Figura 3.10.): en 2011 destaca sobre el resto de comunidades la potencia eólica instalada en Castilla y León con 462,19 MW y la comunidad Valenciana con 183 MW. En el acumulado de potencia instalada en MW hasta 2011, destacan por encima del resto con más de 3000 MW cada una las comunidades de Castilla-León, Castilla La Mancha, Galicia y Andalucía.

Comunidad Autónoma	Acumulado a 31/12/2011	Instalado en 2011	Tasa de variación 2011/2010 (%)	% sobre total	Nº de parques
Castilla y León	5.233,01	462,19	9,69%	24,14%	219
Castilla-La Mancha	3.736,79	26,50	0,71%	17,24%	136
Galicia	3.272,17	0,00	0,00%	15,10%	150
Andalucía	3.066,93	92,00	3,09%	14,15%	136
Aragón	1.811,31	50,00	2,84%	8,36%	80
Comunidad Valenciana	1.169,99	183,00	18,54%	5,40%	37
Cataluña	1.003,35	153,71	18,09%	4,63%	39
Navarra	976,92	8,50	0,88%	4,51%	47
La Rioja	446,62	0,00	0,00%	2,06%	14
Asturias	428,45	72,50	20,37%	1,98%	17
Murcia	189,96	0,00	0,00%	0,88%	12
País Vasco	153,25	0,00	0,00%	0,71%	7
Canarias	145,78	1,70	1,18%	0,67%	52
Cantabria	35,30	0,00	0,00%	0,16%	3
Baleares	3,68	0,00	0,00%	0,02%	46
TOTAL	21.673,49	1.050,10	5,1%	100%	995

Fuente: AEE

Figura 3.10. Capacidad Eólica Onshore instalada anualmente en España (Periodo 2010-2011) (Fuente: AEE).

3.1.3. Fabricantes de aerogeneradores Onshore.

En cuanto a la clasificación de los principales fabricantes de aerogeneradores de modelos Onshore se indican a continuación los 10 primeros fabricantes a nivel mundial según los datos disponibles en los diferentes informes editados por EWEA (*European Wind Energy Association*), AWEA (*American Wind Energy Association*), datos de los fabricantes de aerogeneradores, GWEC (*Global Wind Energy Council*), consultoras (Merryl Lynch, BTM, MAKE Consulting, Bloomberg y otras mencionadas en la bibliografía) y otros organismos públicos y privados mencionados en la bibliografía.

Distribución geográfica de fabricantes por continentes en el año 2012.

La distribución geográfica de fabricantes de aerogeneradores Onshore (según las fuentes bibliográficas consultadas y datos de fabricantes), se presenta con una clara concentración de los fabricantes de aerogeneradores en 3 zonas geográficas principales.

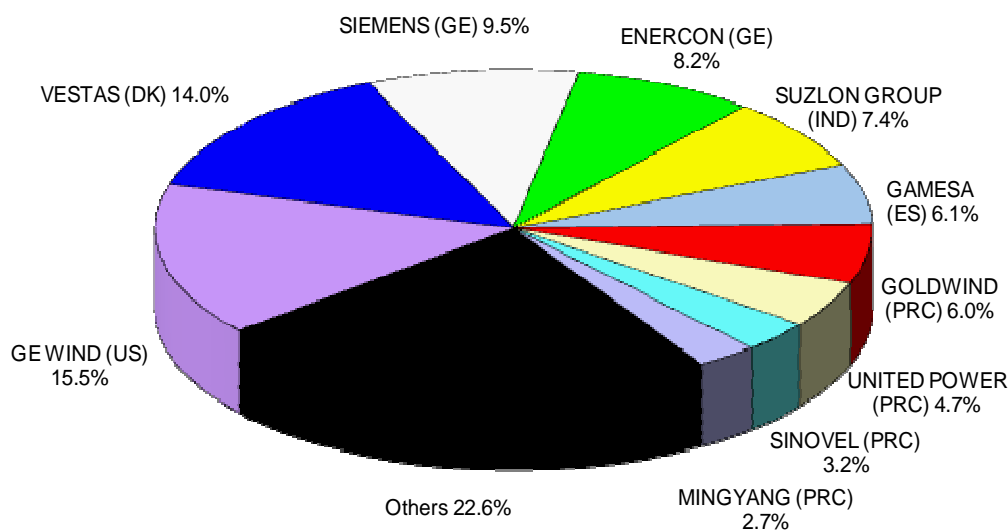
- **Europa:** con los fabricantes VESTAS, GAMESA, ENERCON, SIEMENS y REPOWER-SUZLON entre los principales. También destacan, aunque con menos MW vendidos, GENERAL ELECTRIC, ACCIONA, NORDEX, y ALSTOM-ECOTECNIA.
- **Norteamérica:** en Estados Unidos con el fabricante GENERAL ELECTRIC.
- **Asia:** con Japón (MITSUBISHI), India (SUZLON), Corea del sur (HYUNDAI, DOOSAN, SAMSUNG) y China (GOLDWIND, SINOVEL, GUODIAN UNITED POWER TECHNOLOGY, SEWIND y DONFANG).

Recientemente se han instalado en Brasil, mercado emergente en el sector eólico, diferentes fabricantes europeos (VESTAS, ENERCON, GAMESA, ACCIONA) y norteamericanos (GENERAL ELECTRIC). Adicionalmente estas empresas fabricantes de aerogeneradores se han globalizado y algunas de ellas tienen centros productivos y de soporte técnico y comercial en áreas geográficas fuera de su continente de origen (ver información adicional de cada fabricante en los Anexos).

La clasificación global mundial de fabricantes en el año 2012 (BTM, 2013) en cuanto al número de MW suministrados e instalados y la cuota de mercado en porcentaje global mundial de cada fabricante en el año 2012 es la mostrada en la Figura 3.11.:

Top-10 Suppliers (Global) in 2012

% of the total market 43,134MW



Source: BTM Consult - A Part of Navigant - March 2013

Figura 3.11. Los 10 principales fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial en % de cuota de mercado global en MW instalados en el año 2012 (Fuente: BTM, 2013).

Como primera conclusión de los datos aportados es que los 10 principales fabricantes suministran aproximadamente el 77,4 % del total de los aerogeneradores vendidos en 2012. Es preciso reseñar que la tendencia a la concentración de empresas dentro del sector manufacturero eólico se va a ir acentuando en los próximos años debido a dos factores fundamentales:

- Los procesos de fusiones y concentraciones de empresas del sector.
- La escasez de algunos componentes críticos que van a requerir o bien la fabricación interna o la firma de contratos de suministro a largo plazo reservando capacidades de producción en función del volumen de compra.

Destacar que se está produciendo un relevante incremento de cuota de mercado por parte de los fabricante de aerogeneradores chinos que atienden, de momento, principalmente al mercado doméstico de China y que su evolución al alza en cuota global de mercado está garantizado por la estimación de crecimiento del sector eólico previsto para China en los próximos años (13200 MW instalados en el año 2012) y por la necesidad de evitar la dependencia energética del exterior garantizando el suministro eléctrico en nuevas zonas geográficas de este país.

Potencia instalada por fabricantes de aerogeneradores Onshore en España:

Destaca en la primera posición de fabricantes por potencia instalada en España (ver Figuras 3.12. y 3.13.), la compañía Gamesa (Nº 6 mundial en 2012 con un 6,1 % de cuota de mercado global) con un 43,9 % del total de potencia instalada en España en el año 2011 y un 53,1 % en el total acumulado de potencia instalada hasta el año 2011. En segundo lugar destaca Vestas (el segundo fabricante mundial en 2012 con un 14 % de cuota de mercado global) con una cuota del 19,7 % del total de potencia instalada en 2011 y un 17,2 % en el acumulado de potencia instalada hasta el año 2011. A continuación en el año 2011 les siguen Alstom-Ecotecnia, Acciona Wind-Power, GE y Siemens y otros en un mercado atomizado para el 40% del mercado no cubierto por los 2 principales fabricantes Gamesa y Vestas (AEE, 2012).

	Potencia instalada en 2011 (MW)	Porcentaje sobre el total instalado en 2011	Potencia acumulada a cierre 2011 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
GAMESA	461,15	43,9%	11.510,16	53,1%
VESTAS	207,40	19,8%	3.733,49	17,2%
ALSTOM	68,11	6,5%	1.629,54	7,5%
ACCIONA WIND POWER	102,00	9,7%	1.556,13	7,2%
GE	163,44	15,6%	1.366,64	6,3%
SIEMENS	48,00	4,6%	772,40	3,6%
ENERCON	0,00	0%	485,03	2,2%
SUZLON	0,00	0%	218,00	1,0%
NORDEX	0,00	0%	135,18	0,6%
DESA	0,00	0%	100,80	0,5%
LAGERWEY	0,00	0%	37,50	0,2%
M-TORRES	0,00	0%	36,90	0,2%
KENETECH	0,00	0%	36,90	0,2%
REPOWER	0,00	0%	25,00	0,1%
OTROS	0,00	0%	17,29	0,1%
FUHLANDER	0,00	0%	12,50	0,1%
WINDECO	0,00	0%	0,05	0,0%
TOTAL	1.050		21.673	

Fuente: AEE

Figura 3.12. Potencia Eólica Onshore instalada en España por fabricantes de aerogeneradores (En el año 2011 y acumulado total en MW y en %) (Fuente: AEE).

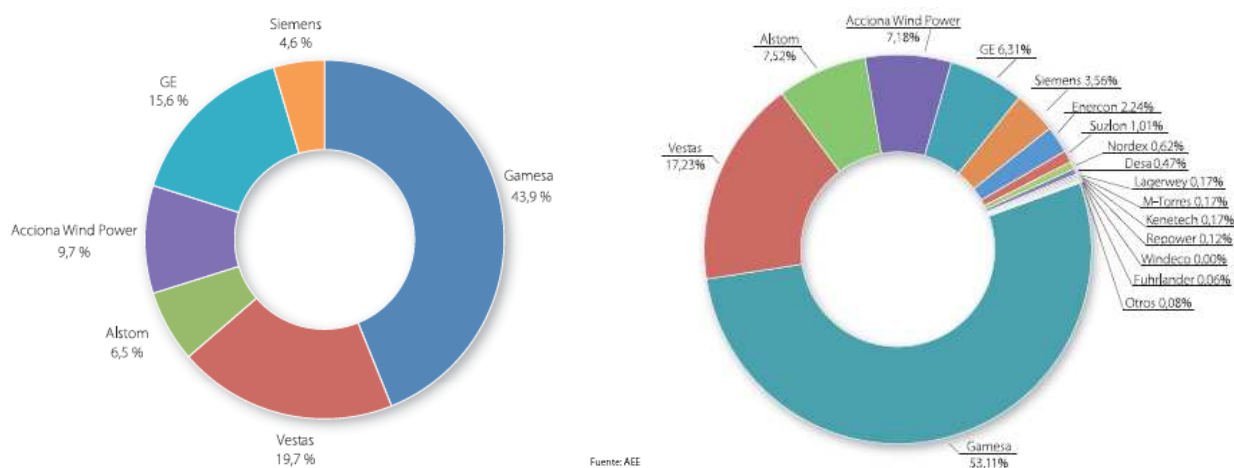


Figura 3.13. Potencia Eólica Onshore instalada en España por fabricantes de aerogeneradores (En el año 2011 en % y acumulado total en MW y en % hasta el 2011) (Fuente: AEE).

3.1.4. Producto y Tendencias: segmentación del tipo de aerogenerador.

Las tendencias del aerogenerador Onshore como producto se determinan en función de la segmentación existente en el mercado por el tipo de aerogenerador en cuanto a potencia y por el aumento de potencia y tamaño (diámetro de rotor y altura del rotor) de los mismos. El tipo de aerogenerador Onshore en cuanto a potencia y diámetro de rotor es un factor de gran influencia en el rendimiento tanto de los aerogeneradores como de los principales sub-componentes, así como en la producción de electricidad y en la organización de la cadena de suministro.

Según los datos del mercado de aerogeneradores Onshore (EWEA, Merrill Lynch, Make Consulting) se confirma una clara tendencia al aumento de la potencia y área de barrido del rotor de los mismos, con objeto de incrementar la producción de electricidad de origen renovable eólico y de obtener así mayores rendimientos en la inversión de los parques eólicos (la potencia de un aerogenerador viene determinada por el cuadrado del diámetro del rotor y por tanto un aerogenerador de mayor potencia/diámetro de rotor entrega más potencia que 2 aerogeneradores con un diámetro de rotor que sea la mitad del mayor).

Aunque hay que tener en cuenta que existe un punto de rentabilidad a favor de un tipo de aerogenerador u otro en función del coste de la energía producida ($COE = \text{Cost Of Energy}$) en relación a la potencia del aerogenerador y al coste del mismo.

Como principales motivos de este aumento de potencia y tamaño en diámetro de rotor de los aerogeneradores citamos los siguientes:

1. Los promotores eólicos y la compañías de electricidad buscan conseguir rápidamente una gran masa crítica en su cartera del negocio eólico y por eso hay una clara preferencia por utilizar aerogeneradores de cada vez mayor potencia cuya mayor producción de energía produzca mayores ingresos.
2. Coste de la energía (COE): sigue siendo el factor técnico y financiero más importante en cuanto a la factibilidad económica de instalar un modelo determinado de aerogenerador.
3. Las instalaciones de parques eólicos en el mar se están realizando con aerogeneradores de gran potencia con objeto de maximizar el aprovechamiento de los vientos constantes en el mar aprovechando la máxima potencia disponible y a su vez minimizar los costes de instalación y mantenimiento, obteniendo un mayor retorno de la inversión de capital por medio de la mayor energía producida en la vida estimada en operación en el parque eólico.
4. La tendencia al *Re-powering* o sustitución de los aerogeneradores de pequeño tamaño ya instalados, por otros de mayor potencia en el mismo emplazamiento con objeto de obtener mayor rendimiento energético y económico.

Según los datos de mercado hasta 2012 (EWEA; Merrill Lynch; AWEA; GWEC; AEE y otras fuentes) el tamaño medio en potencia y diámetro de rotor de los aerogeneradores Onshore se está incrementando con un rápido crecimiento de la demanda en porcentaje de los aerogeneradores de potencias en el rango de 1500 a 2500 kW y una menor demanda de los aerogeneradores de menor potencia y tamaño. En la Figura 3.14 se observa que en España en el año 2011 el 52 % de los aerogeneradores Onshore instalados fueron de una potencia de 2 MW.

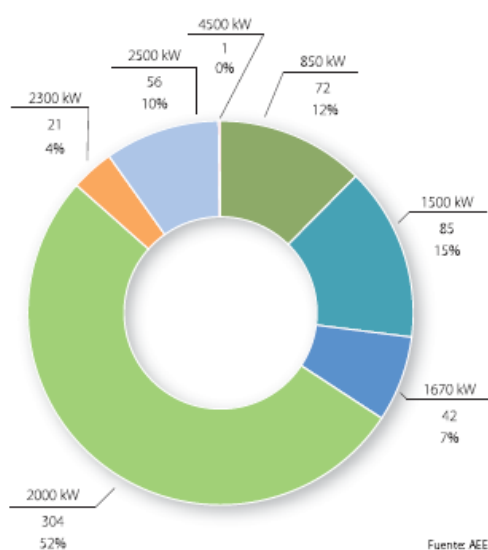
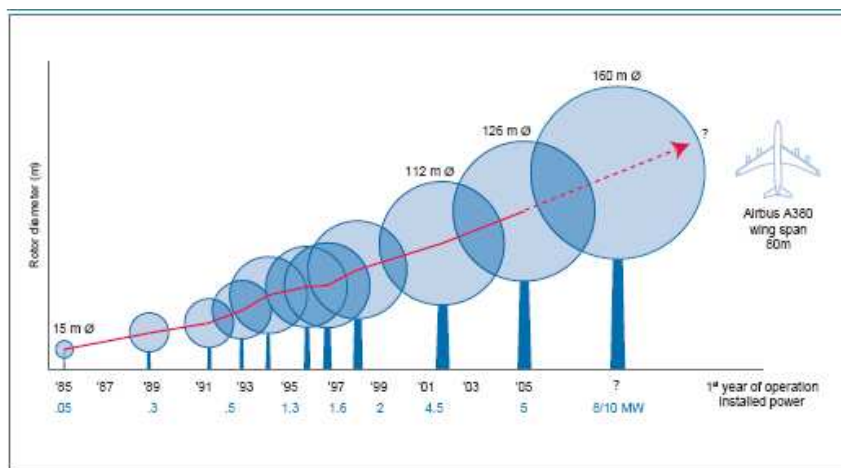


Figura 3.14. Gráfico del tamaño en potencia de los aerogeneradores instalados en España en 2011 (Fuente: AEE).

En la Figura 3.15. se observa cómo el diámetro medio del rotor de los aerogeneradores ha crecido 10 veces en diámetro en los últimos 20 años (EWEA; Merrill Lynch). En la actualidad ya existen diseñados aerogeneradores de potencias entre 5 y 7 MW pero solo unos pocos de ellos están en producción en serie en el año 2012. Respecto a la cadena de suministro de estos aerogeneradores de gran potencia se presentan bastantes dificultades logísticas en cuanto a transportes, instalación y conexión a la red en instalaciones en tierra (Onshore).



Source: EWEA, Merrill Lynch

Figura 3.15. Gráfico del histórico de aumento de tamaño de diámetro del rotor y potencia de los aerogeneradores (Fuente EWEA, Merrill Lynch).

En la Figura 3.15A. se indica la predicción de estimación de aumento del diámetro del rotor por encima de los 150 metros a partir del año 2010 para futuros desarrollos de aerogeneradores Onshore.

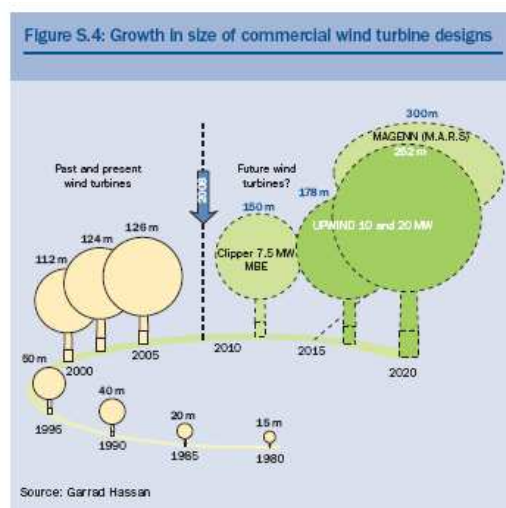


Figura 3.15A. Gráfico del histórico de aumento de tamaño de diámetro del rotor y de potencia de los aerogeneradores (Fuente: Garrad Hassan).

En los anexos del capítulo 2, se adjuntan tablas de producto con el rango de potencias de aerogeneradores y el porcentaje de mercado que tienen: destaca el segmento de 1,5 a 2,5 MW que tiene unas ventas aproximadas del 50% en el año 2012 (EWEA; BTM, 2013).

Segmentación de los aerogeneradores Onshore por potencia.

Dentro del tipo de aerogeneradores Onshore (en tierra) la potencia inicial parte de 100 kW (potencias menores de 100 kW son los aerogeneradores incluidos en el tipo de mini-eólica) según la clasificación de AWEA y EWEA. Dentro de los tipos de aerogeneradores Onshore y con objeto de facilitar el proceso de investigación de esta tesis doctoral, se realiza una sub-clasificación adicional de los mismos en tres grupos de rangos de potencias:

- Aerogeneradores con potencias entre 100 kW y 700 kW.
- Aerogeneradores con potencias entre 700 kW y 3 MW.
- Aerogeneradores con potencias mayores de 3 MW.

Los modelos disponibles actualmente en el mercado de aerogeneradores Onshore presentan los siguientes resultados sintetizados a continuación correspondientes a los principales fabricantes mundiales de aerogeneradores, sin pretender presentar una información exhaustiva (Fuente: fabricantes de aerogeneradores relacionados en la bibliografía).

Modelos de aerogeneradores por segmentos de potencia.

En cuanto a los modelos de aerogeneradores destaca la distribución del mercado por segmentos de potencia. A continuación se analiza el número de modelos de aerogenerador Onshore comercializados por los diferentes fabricantes clasificados por rangos de potencia (con datos disponibles hasta diciembre de 2012, con un total de 57 modelos analizados; algunos de ellos, con la misma potencia, presentan diversas variantes para cada uno de ellos en cuanto a diámetros de rotor y altura de torre):

- El segmento desde los 100 kW hasta los 700 kW: presenta 3 modelos básicos (5,1 % del total). Indicar que este segmento fue el de partida en los años 80 y 90 del siglo XX y actualmente las potencias demandadas son mayores por parte de los clientes finales. Este tipo de aerogeneradores se están suministrando actualmente a países en vías de desarrollo fundamentalmente.
- El segmento desde los 700 kW a los 1,4 MW: presenta 12 modelos básicos (20,3 % del total).
- El segmento desde los 1,4 MW a los 2,0 MW: presenta 17 modelos básicos (28,8 % del total).
- El segmento de 2,1 MW hasta 3 MW presenta 23 modelos básicos (39 % del total). La demanda del sub-segmento de 2,1 MW a 3 MW es la que va a seguir aumentando en los próximos años debido a la demanda del mercado en relación a la potencia-rentabilidad de la inversión.
- El segmento desde los 700 kW a los 3 MW: presenta 52 modelos básicos (88,1 % del total). Dentro de este rango de potencias el sub-segmento de los 700 kW a los 2 MW es el que presenta el mayor nº de modelos del estudio (29 modelos con un 49,1 % del total) y corresponde con el rango de producto que más se ha vendido en el pasado en el mercado global hasta el año 2012.
- El segmento de > 3 MW hasta 10 MW ó más: en cuanto al número de modelos de aerogeneradores presenta actualmente 4 modelos (6,8 % del total). Sin embargo es el segmento del futuro ya que la relación inversión-potencia generada va a ser superior que con modelos de menor potencia una vez que los diseños se optimicen. En la actualidad existen varios fabricantes desarrollando aerogeneradores con potencias de hasta 5 MW y mayores de 5 MW en fase de diseño, prototipos y certificación, sin disponerse de información pública oficial.

En la Figura 3.16. se presenta una síntesis de la segmentación de los principales modelos de aerogeneradores Onshore y su clasificación en cantidad por segmento de potencia. Adicionalmente en el anexo 3.1.4.1 se relacionan las características técnicas más importantes de cada modelo de aerogenerador, así como una sub-clasificación numérica de los modelos en cuanto a la tipología de sistemas y tecnologías que incorporan.

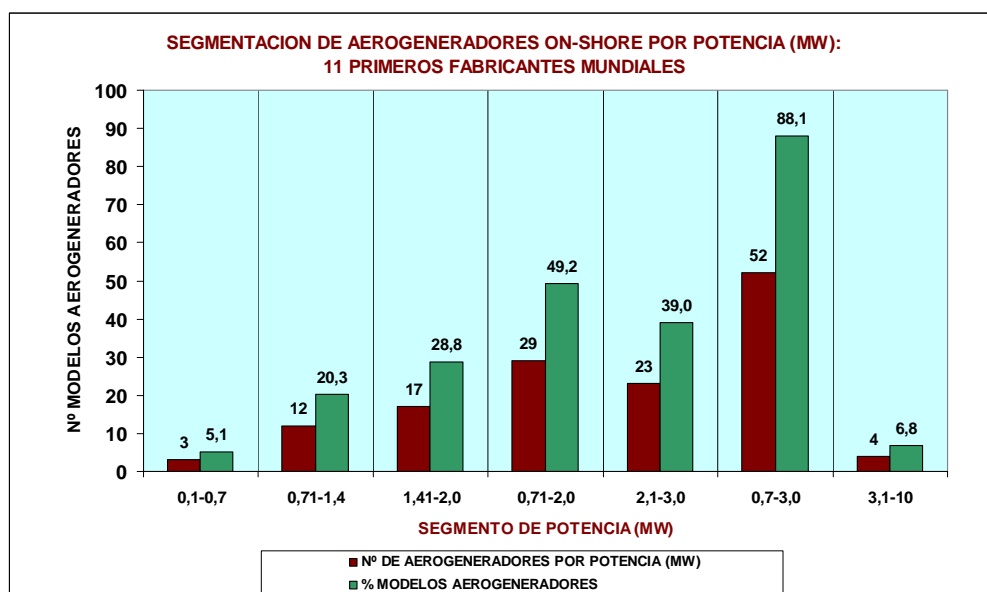


Figura 3.16. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: fabricantes y elaboración propia).

3.1.5. Nuevos desarrollos de productos.

3.1.5.1. Aerogeneradores de eje horizontal Onshore.

Los siguientes conceptos, tanto a nivel técnico como a nivel de diseño conceptual, de nuevos aerogeneradores Onshore así como la optimización de los actuales modelos, se encuentran en fase de desarrollo en la actualidad por parte de los diferentes fabricantes de aerogeneradores. Se citan a continuación los principales proyectos de desarrollo y conceptos técnicos que se están desarrollando en el presente así como los organismos, centros tecnológicos, universidades y entes públicos, fabricantes de aerogeneradores y de componentes que los lideran.

- **UPWIND (www.upwind.eu):** Investigación de la energía eólica del futuro y de las características de los grandes aerogeneradores de gran potencia (desde 8 MW a más de 10 MW en modelos Onshore y Offshore) en relación a proyectos de aerogeneradores más competitivos tanto a nivel técnico como en coste de energía (COE). Lo componen 40 socios y se focalizarán en la investigación genérica de la nueva generación de aerogeneradores y sus características técnicas tales como los siguientes ejemplos:
 - Palas: Investigación del control del flujo local y nuevos diseños de perfiles de pala.
 - Control del aerogenerador: desarrollo de nuevas estrategias de control.
 - Análisis de los componentes del tren de potencia: criticidad y mejoras a realizar.
 - Condiciones de trabajo extremas: definir el diseño adecuado al cumplimiento de las condiciones extremas y definir el diseño de aerogeneradores con los márgenes de seguridad adecuados implementando reducciones de costes.
 - Sensores: definición de nuevos sistemas de sensores de tipo estático y remoto así como nuevas técnicas de medición de velocidades de viento remotas.
- **WINDLIDER 2015 (www.windlider.es):** es un proyecto de investigación aplicada co-financiado por el programa **CENIT** que persigue el posicionamiento del sector eólico español como líder mundial (los principales socios son los fabricantes Gamesa y Alstom-Ecotecnia). El objetivo principal es el diseño de grandes aerogeneradores de potencias de más de 10 MW para el año 2015 y los principales objetivos tecnológicos del proyecto son en síntesis los siguientes:
 - Concebir un modelo holístico mediante una plataforma de simulación que permita experimentar con las diferentes variables que influyen en el diseño de aerogeneradores.

- Incorporar datos empíricos obtenidos mediante ensayos en laboratorio y pruebas en campo al modelo holístico.
 - Estudiar la viabilidad de nuevas alternativas de configuraciones y diseños de aerogeneradores mediante la citada plataforma de simulación.
 - Generación de patentes de diseño: estimadas 10 nuevas patentes como resultado del proyecto.
 - Desarrollo de metodologías que permitan la simulación y el cálculo automático de cargas de fatiga para verificar el comportamiento de un aerogenerador en un emplazamiento particular.
 - Desarrollo de nuevas estrategias de control del aerogenerador: el objetivo es la optimización del comportamiento dinámico y maximizar la producción eléctrica y minimizar las cargas sobre los componentes estructurales.
 - Reducción del “*Time to Market*” o periodo de lanzamiento de aerogeneradores al mercado: pasar de los 66 meses actuales de desarrollo del producto a 36 meses (-46%).
 - Reducción del coste de energía de los aerogeneradores (COE): obtener un objetivo de reducción del -30 % sobre los costes de energía de los aerogeneradores actuales en 2013.
 - Disponibilidad de funcionamiento del aerogenerador en régimen de operación: el objetivo es superar el 97% de disponibilidad media.
 - Fiabilidad del diseño del aerogenerador: el objetivo es alcanzar el 99% en régimen de operación.
 - Desarrollo de bancos de ensayos para aerogeneradores multi-MW.
- **RELIAWIND (www.reliawind.eu):** Proyecto cuyo objetivo es profundizar en los conceptos de fiabilidad en el diseño, operación y mantenimiento de aerogeneradores. Se pretende mejorar los costes de operación, de mantenimiento y la eficiencia de los aerogeneradores. Las principales áreas de desarrollo del proyecto son las siguientes:
 - Análisis de fiabilidad en campo de los aerogeneradores. Identificación de los componentes críticos y los fallos críticos.
 - Diseño para la fiabilidad. Análisis y comprensión de los fallos y sus mecanismos.
 - Algoritmos. Definición de la arquitectura lógica de un sistema de monitorización de seguridad y de vida de componentes del aerogenerador.
 - Comprobación, demostración y validación de los aspectos investigados en el proyecto.
 - Formación interna y externa de las empresas colaboradoras en el proyecto.
 - **WINDPACT:** liderado por el laboratorio NREL (*National Research Energy Laboratory* de Estados Unidos: www.nrel.gov) junto con el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) y varios fabricantes de componentes de aerogeneradores. Se está realizando un análisis y estudio técnico de detalle de cada componente de los aerogeneradores con objeto de optimizarlos tanto a nivel de diseño como de rendimiento.
 - **DOWEC (Holanda):** Modelo de Costes del ciclo de vida (LCA) de un parque eólico.

Estos conceptos y nuevos diseños en fase de desarrollo citados anteriormente pueden considerarse, dentro del marco académico universitario, como líneas de investigación para futuros artículos científicos, trabajos para publicaciones técnicas y tesis doctorales a llevar a cabo.


En el apartado 3.2.5.1. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore, se indican más proyectos y organismos que están desarrollando proyectos de mejora técnica de aerogeneradores Offshore y Onshore de forma común en varios casos.

3.1.5.2. Nuevas Tecnologías y aplicaciones.

Los siguientes conceptos y tecnologías de componentes de aerogeneradores Onshore, tanto a nivel técnico como a nivel conceptual, están en fase de desarrollo en la actualidad. Se citan a continuación los principales conceptos técnicos así como los organismos y fabricantes de aerogeneradores y de componentes que los lideran.

- **Sistema de Accionamiento Directo o *Direct Drive Front Hub* (DDFH):** el generador va montado delante del rotor (*Hub*) y es de tipo síncrono de imanes permanentes en el rotor y bobinado en el estator (el rotor del generador es externo y circular y gira alrededor del estator del generador que a su vez es el eje de potencia del aerogenerador). Este diseño está todavía en fase experimental y solo hay una reducida cantidad de prototipos montado en campo. El principal fabricante que está desarrollando esta solución DDFH es Siemens. Presenta una mayor simplicidad del diseño que los aerogeneradores convencionales al no montar multiplicadora y al ser el eje de potencia el estator del generador reduciéndose así el nº de grandes componentes, los costes de los sub-componentes, los costes de montaje, los costes de mantenimiento y el coste de energía (COE) del aerogenerador. La tecnología actual del sistema *Direct Drive* está desarrollada para el concepto de accionamiento *Direct Drive Rear Hub* (DDRH) donde el generador va posicionado entre la nacelle y el rotor: hay fabricantes con más de 15 años de experiencia en la fabricación de esta tecnología para aerogeneradores como son los alemanes ENERCON y otros nuevos fabricantes que han comenzado su utilización recientemente (GOLDWIND, XEMC).

En la Figura 3.17. se indica la previsión de capacidad a suministrar en MW/ año y porcentaje total del global mundial en el periodo 2008-2013 respecto a aerogeneradores Onshore que utilizan la tecnología de Accionamiento Directo (*Direct Drive*) en cualquiera de sus tipos: destaca la tendencia a ir incrementando la cuota total de aerogeneradores hasta un 23% en el año 2013 lo cual indica que esta tecnología se comienza a adoptar por cada vez más fabricantes y es una alternativa a los actuales diseños convencionales con multiplicadora (BTM, 2009).

 Manufacturer	Supply capacity (MW/ year)		
	2008	2010	2013
Enercon	2,806	3,200	4,500
Goldwind	400	3,000	4,000
Hunan XEMC	120	1,000	2,000
Eozen	/	/	400
IMPESA	/	300	450
Regen Powertech	/	300	750
Siemens	/	/	1,000
Others	/	/	500
Total World	3,326	7,800	13,100
Total World market share	11.9%	21.2%	23.2%

Source: BTM Consult ApS- December 2009

Figura 3.17. Tabla de tendencia del mercado en cuanto a las previsiones de fabricación de aerogeneradores con tecnología *Direct Drive* (fabricantes, MW/año y porcentaje de mercado global). (Fuente: BTM Consult).

- **Generadores eléctricos:** las tendencias a nivel de producto de nuevos desarrollos se focalizan en dos áreas principales:
 - Optimización de la producción de potencia de energía eléctrica:* esta mejora se puede obtener por medio del diseño de generadores con imanes permanentes los cuales incrementan la eficiencia de las cargas parciales y el rendimiento de la potencia a bajas velocidades del generador. Los generadores de imanes permanentes presentan la ventaja desde el punto de vista de que pueden ser diseñados tanto para bajas velocidades como para velocidades medias y altas, y además se pueden utilizar en aplicaciones de aerogeneradores con multiplicadora o sistema *Direct Drive* (Accionamiento directo).
 - Generadores compactos tipo *Direct Drive* (Accionamiento directo): la tendencia es a mayor utilización de este diseño de generador. Para evitar un incremento excesivo de los diámetros externos de rotor o estator, debidos a las mayores potencias de los grandes aerogeneradores y disminuir el impacto del incremento de los costes, se están diseñando versiones de generadores *Direct Drive* con imanes permanentes tanto en rotor como en estator.
 - Generadores con bobinados con superconductividad en los bobinados:* Con objeto de obtener un incremento de la eficiencia de la producción eléctrica del aerogenerador, se están desarrollando en la actualidad prototipos de generadores eléctricos de accionamiento directo con superconductividad. La tecnología consiste (AMSC; General Electric) en la utilización en los bobinados del generador de bobinas de alta conductividad a altas temperaturas que son capaces de

conducir una cantidad de intensidad de corriente eléctrica 100 veces más que los conductores de cobre de las mismas dimensiones. Las ventajas que se obtienen para la misma potencia son la reducción de peso, reducción de las dimensiones del generador, incremento del par, eliminación del uso de tierras raras de los imanes permanentes, mayor eficiencia energética y mayor fiabilidad en operación del aerogenerador, además de permitir el desarrollo de aerogeneradores de hasta 10 MW sin incurrir en pesos excesivos para su transporte e instalación.

- Superconductividad por medio de Semiconductores: proyectos conjuntos entre fabricantes de aerogeneradores y fabricantes de semiconductores (empresa AMSC de Estados Unidos fabricante de materiales semiconductores). Los generadores eléctricos fabricados con materiales Semi-conductores en los devanados (en sustitución del cobre) les hace reducir la sección de los bobinados y la cantidad de material de los mismos. Adicionalmente el tamaño (en dimensiones) y el peso del generador se reducen considerablemente lo cual implica una reducción global de costes de adquisición de los materiales. De esta forma se pueden fabricar generadores eléctricos de gran potencia (de más de 5 MW y hasta de 10 MW ó más) con un tamaño y peso similares a los actuales de potencias menores (3-4 MW) con lo que es mucho más factible la fabricación de grandes aerogeneradores tanto para tierra (Onshore) como marinos (Offshore). A nivel técnico se pasa de un rango de temperaturas de 4 °K a 77 °K lo cual permite el paso de unas intensidades mucho mayores con un menor calentamiento.
- Convertidores de Frecuencia tipo “Full Converter”: aunque están en el mercado desde hace varios años se están convirtiendo en el modelo de tecnología de referencia para todos los aerogeneradores de última generación debido a sus capacidades y características que les permiten cumplir con todas las exigencias de conexión a red a nivel internacional y en todos los ámbitos técnicos (conexión a red, huecos de tensión, producción de energía reactiva y activa para inyectar a la red, control de frecuencias de red, etc.). El reto a nivel tecnológico es mejorar los elevados costes de compra de estos modelos frente a los convertidores convencionales doblemente alimentados (DFIM).
- Nuevos conceptos y aplicaciones de Multiplicadoras:
 - Ratio variable (mecánico)*: el fabricante de aerogeneradores AAER (Canadá) está utilizando este concepto de multiplicadora que si bien presenta un rendimiento del 86% el cual es menor que el 95% de las multiplicadoras convencionales de ratio fijo, proporciona una mayor fiabilidad lo cual hace reducir los costes finales y aumentar la disponibilidad del aerogenerador.
 - Ratio variable (Hidráulico)*: modelos del fabricante de multiplicadoras VOITH.
 - Ratio Peso-par*: el peso y coste del tren de potencia es elevado es un *cost-driver* (palanca de costes) importante. El objetivo de los nuevos desarrollos es la disminución de peso del tren de potencia y en particular de la multiplicadora: reducción del peso de la multiplicadora y al mismo tiempo incrementar el *input* o entrada de capacidad de par. Otro de los objetivos es el desarrollo de multiplicadoras con diferenciales que reparten el par entre varios ejes, en el caso de diámetros de rotor grandes y con objeto de mitigar las elevadas cargas que se transmiten a la multiplicadora. Otra tendencia es la de la reducción de etapas de tres a dos o una, con objeto de reducir costes.
- Palas (nuevos desarrollos y mejoras de producto):
 - Ratio de longitud –peso de la pala*: debido al impacto funcional del peso de la pala sobre el peso del rotor y de la nacelle y de estos a su vez sobre el peso total que tiene que soportar la torre, se produce a mayor peso de la pala mayor impacto económico en los costes del aerogenerador. Al incrementar la longitud de pala se aumenta el diámetro de rotor y la potencia; pero se debe controlar el peso de la pala limitando su incremento con respecto al aumento de longitud de la misma. Los nuevos desarrollos se enfocan en una disminución del ratio peso-longitud de las palas, limitando así los incrementos de costes pero aprovechando las ventajas del incremento de diámetro de rotor.
 - Estudios de mitigación de cargas*: a mayores longitudes de las palas se producen mayores cargas sobre el tren de potencia y otros componentes en situaciones de vientos de alta velocidad, todo lo cual puede producir daños potenciales en el aerogenerador. Los nuevos desarrollos se enfocan en materiales más flexibles capaces de absorber las cargas en condiciones de vientos de alta velocidad.
 - Materiales alternativos*: para el desarrollo de palas de mayor longitud se utilizan nuevos materiales alternativos con objeto de mejorar el ratio peso-longitud de las palas tales como fibra de vidrio con estructura en múltiples ejes; fibra de carbono; nano-materiales; sistemas madera-resina *Epoxy*.

Estos conceptos, las nuevas tecnologías y los nuevos diseños de componentes en fase de desarrollo citados anteriormente pueden considerarse, dentro del marco académico universitario, como líneas de investigación para futuros artículos científicos, trabajos para publicaciones técnicas y tesis doctorales a llevar a cabo.

3.1.5.3. Mercado global: tendencias y demandas técnicas.

En cuanto al mercado de aerogeneradores Onshore y a las tendencias del mismo y las demandas técnicas por parte de los clientes finales se enumeran a continuación las más significativas hasta el presente, basadas en la bibliografía seleccionada en el capítulo 6:

- Nuevas tendencias identificadas en los nuevos proyectos de aerogeneradores Onshore:
 - Sistema *Direct Drive* (aerogeneradores sin multiplicadora de accionamiento directo): es una tecnología ya desarrollada y utilizada por algunos fabricantes de aerogeneradores. A priori implica reducción de costes finales al eliminarse la multiplicadora. Están en fase de desarrollo por parte de varios fabricantes algunos modelos con el generador posicionado delante del rotor (en la posición más adelantada respecto a la nacelle).
 - Generadores de imanes permanentes y generadores con bobinados tipo multi-polo: presentan mayor fiabilidad y rendimiento respecto a los generadores eléctricos convencionales.
 - Torres fabricadas en hormigón e híbridas (hormigón-acero) en lugar de con chapa metálica: presentan la ventaja de reducciones de costes aplicables a aerogeneradores a partir de 3 MW de potencia.
 - Aerogeneradores de bajo coste: fabricados localmente (en China, India y en países de bajo coste) por parte de fabricantes en los mercados emergentes lo cual va a suponer una fuerte competencia para los fabricantes europeos y americanos de aerogeneradores ya establecidos en China y Asia principalmente.
 - Tendencia al incremento de potencia de los aerogeneradores Onshore (por encima de los 2,5 MW para el segmento de mayor venta) y tendencia a desarrollar el segmento de más de 5 MW de potencia con objeto de rentabilizar costes de inversión y su retorno.
 - Incremento de la disponibilidad del parque eólico en función del tipo de aerogenerador: Proyecto RELIAWIND (se evalúan las acciones para obtener una mejora del comportamiento y disponibilidad de los aerogeneradores).
 - Mejora de la cadena de suministro y del sistema logístico global.
 - Mejora de la eficiencia productiva de los aerogeneradores ligada a los procesos de fabricación y a la cadena de suministro.
 - Importancia de la innovación tecnológica en los costes de energía y en los nuevos nichos de mercado.
- Principales retos técnicos del sector eólico Onshore:
 - Desarrollo y fabricación de aerogeneradores en el rango de 3 a 6 MW que sean más competitivos en cuanto al Coste de Energía (COE) respecto a los de menor tamaño.
 - Gran competencia en el sector tanto entre los fabricantes iniciales (Vestas, GE, Gamesa, Siemens, Enercon, etc.) como en los fabricantes entrantes más recientes (Acciona, Alstom-Ecotecnia, Sinovel, Goldwind, Dongfang, etc.). La relación de eficiencia y competitividad entre los diferentes fabricantes entre modelos de aerogenerador, tipos de emplazamientos, costes y plazos de entrega es cada vez más crítica y competitiva.
 - Sector cada vez más competitivo en costes de producto, costes de mantenimiento, fiabilidad y calidad de producto.
 - Limitación cada vez mayor de emplazamientos terrestres con *Clases* de vientos altos en Europa debido a aspectos medioambientales, recurso eólico, costes de ejecución, proximidad a centros urbanos, rechazo social, etc.
 - Necesidad de estandarización y ampliación de la gama de producto para cubrir todos los escenarios de los posibles emplazamientos de parques eólicos: Clases de aerogeneradores según el tipo de viento; Opciones de Altas y Bajas Temperaturas; Diseños para altitudes > 2000m; etc.

- Proyectos de estandarización de componentes de los aerogeneradores y de los procesos de fabricación.
- Tendencia cada vez mayor a la exportación de la producción de los productores europeos para poder mantener la rentabilidad de sus empresas en Europa.
- Zonas geográficas emergentes respecto a Europa tanto para fabricación de aerogeneradores como para instalación en parque: Estados Unidos, China e India.
- Mejora de la disponibilidad y rendimiento en campo de los aerogeneradores Onshore.
- Disminución de los costes de mantenimiento y garantías.
- Cumplimiento de los requisitos de conexión a red en los diferentes países y de las legislaciones aplicables en cada uno de los mismos.
- Fomento e impulso a los programas de investigación en I+D+I de forma conjunta entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores y de componentes, organismos y asociaciones sectoriales, centros de investigación y universidades.
- Desarrollo de normativas de certificación y estandarización de los aerogeneradores y de sus procesos de fabricación.
- Mejora de los proyectos de predicción de viento y sus técnicas en las zonas de recurso eólico a considerar para los nuevos proyectos de parques eólicos (emplazamientos en terreno complejo, vientos bajos, etc.).

3.2. AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL OFFSHORE: SITUACIÓN DEL MERCADO, FABRICANTES Y PRODUCTOS.

3.2.1. Características específicas y diferenciales del sector de fabricación de aerogeneradores Offshore.

Dentro del sector de la energía eólica, el sub-sector de los aerogeneradores Offshore, instalados en emplazamientos marinos, presenta una serie de características técnicas, diferencias conceptuales a nivel de diseño y de aplicación del producto en el emplazamiento con respecto a los aerogeneradores Onshore (ver punto 3.1.1. Características específicas y diferenciales del sector de fabricación de aerogeneradores), que es preciso determinar y desarrollar en detalle. Estos aspectos diferenciales se presentan de forma general no exhaustiva y sintetizada a continuación (EWEA; BTM; Make; fabricantes de aerogeneradores Offshore y resto de bibliografía referenciada en el capítulo 6):

- Aspectos generales de la energía eólica Offshore:
 - El recurso eólico en los emplazamientos marinos puede llegar a ser hasta un 50% mayor que en tierra.
 - Mayor contenido de energía en W/m² que respecto a la energía obtenida en tierra lo que implica la posibilidad de mayor generación de energía con el mismo número de aerogeneradores que en tierra.
 - El viento marino tiene menor turbulencia y menor rugosidad al no existir accidentes geográficos.
 - Menor oposición social en general si el parque Offshore no es visible desde la costa.
 - Existencia de muchos emplazamientos marinos de grandes dimensiones e inexplorados desde el punto de vista de la explotación eólica.
 - Límites físicos de instalación de aerogeneradores Offshore: los límites físicos en el entorno marino están determinados por los límites de la técnica (tamaño, diámetro de rotor, potencia, pesos, etc.).
 - Tecnología: los modelos Offshore adolecen de menor madurez tecnológica que los aerogeneradores Onshore debido a que su explotación masiva no se inició a nivel mundial.
 - Instalación y mantenimiento en el entorno marino: presenta dificultades de tipo técnico como el transporte, instalación en el mar, cimentaciones por medio de plataformas y fiabilidad en condiciones de operación extremas. Adicionalmente presenta costes adicionales respecto a las instalaciones en tierra, en cuanto a costes de transporte e instalación, mantenimiento, reparaciones y servicio.

- Costes de inversiones de capital: están directamente relacionadas con los costes de adquisición e instalación en el mar, así como a las dificultades de tipo administrativo, de conexión a la red eléctrica general y de infraestructuras disponibles para el aprovechamiento de la energía producida.
- Profundidad de las aguas: existe una limitación tecnológica en cuanto a las plataformas disponibles actualmente ya que estas están diseñadas para profundidades del lecho marino de aguas poco profundas y medias. Las soluciones tecnológicas de plataformas marinas para aguas profundas están en fase de desarrollo y de validación lo que supone una desventaja para el desarrollo de la energía eólica Offshore en emplazamientos rentables.
- Limitaciones de capacidad y de logística para la instalación de parques marinos: existen hasta el año 2013 una serie de limitaciones para el desarrollo de la energía eólica Offshore como los que se exponen a continuación.
 - Barcos de instalación de aerogeneradores en el emplazamiento marino: nº actual limitado y no suficiente para poder suministrar los objetivos previstos hasta el 2020 sin construir nuevos barcos.
 - Disponibilidad limitada en cuanto a número y modelos de aerogeneradores Offshore.
 - Disponibilidad limitada en cuanto a número y localización actual de instalaciones portuarias adecuadas para el mercado eólico Offshore.
 - Disponibilidad de cable submarino: modelos adecuados para todas las aplicaciones y suministradores, pero con limitación de capacidad productiva.
 - Disponibilidad de personal cualificado para el montaje, instalación y mantenimiento.
- Emplazamientos de los parques Offshore: estos presentan unas características diferenciales en relación a los emplazamientos en tierra, entre las cuales las principales se detallan a continuación.
 - Mapas de viento de las zonas marinas: existen mapas de viento de zonas marinas muy específicas, en mucha menor cantidad que en zonas terrestres y su exactitud en cuanto a datos de viento es mucho más reducida.
 - Mástiles meteorológicos de medición de viento: en los emplazamientos marinos este tipo de estaciones de medición presentan unos costes mucho más elevados que en tierra ya que precisan de la construcción de una plataforma marina fijada al fondo con toda la cadena de suministro y montaje en el mar asociada a la misma.
 - Correlación con los mástiles meteorológicos terrestres: es preciso realizar una correlación de los datos obtenidos en los emplazamientos Offshore en relación a los datos obtenidos en tierra en cuanto al análisis del régimen de vientos, velocidades medias, intensidad de viento, turbulencias, etc.
 - Características y comportamiento del viento en el mar: existe menor conocimiento, debido a la escasez de registros y de datos, tanto del viento en los emplazamientos marinos como de sus características técnicas.
 - Legislación y regulaciones de navegación marina y aérea: en los emplazamientos marinos para parques eólicos Offshore son de aplicación las correspondientes legislaciones de navegación marina y aérea, así como los condicionantes y limitaciones de las mismas en cuanto a procedimientos y regulaciones de necesario cumplimiento tales como requisitos para poder iniciar el montaje y explotación de los mismos.
 - Estudios geofísicos y geotécnicos de los fondos marinos: son necesarios para evaluar el tipo de plataforma marina a instalar, así como los condicionantes técnicos y geológicos que presenta el fondo marino. Estos estudios son previos a la aprobación e instalación del parque eólico Offshore.
- Plataformas marinas de los parques Offshore: a diferencia de los aerogeneradores Onshore, los cuales necesitan una cimentación construida en tierra en la base de la torre del aerogenerador, para el montaje en el emplazamiento marino de los aerogeneradores Offshore se deben utilizar diferentes tipos de plataformas marinas ancladas al lecho del mar en función de dos parámetros técnicos: profundidad de las aguas y distancia a la costa. Los tipos de plataformas se dividen en dos grandes grupos, los cuales a su vez se subdividen en sub-tipos en función del tipo de tecnología utilizada en el anclaje al fondo marino (ver el punto 2.3.4.1. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: componentes específicos, donde se desarrolla específicamente el tema de las Plataformas flotantes de

aerogeneradores Offshore con una descripción detallada de cada una de ellas):

- Plataformas fijadas al fondo marino: estas se subdividen a su vez en los tipos siguientes.
 - Mono-pilote.
 - Base de cimentación por gravedad.
 - Estructura metálica tipo celosía (*Jacket*).
 - Trípode / Cuadrípode.
- Plataformas flotantes. estas se subdividen a su vez en los tipos siguientes.
 - Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado (Concepto “*Spar Buoy*” y también aplicable al concepto “*Spar/Tension leg*”).
 - Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado (Concepto “*Tension leg*”).
 - Plataforma flotante en superficie estabilizada (Concepto “*Buoyancy stabilized / Barge*”).
- Cargas de diseño específicas para aerogeneradores Offshore: adicionalmente a las cargas mecánicas propias de un aerogenerador, en función de la potencia de la clase del generador (Clase I, II, III y S en función de la velocidad del viento en el emplazamiento y del grado de turbulencia del mismo), existen una serie de condicionantes técnicos en los aerogeneradores Offshore que requieren de estudios específicos de cargas de diseño para los mismos (ver Figura 3.18. con un esquema general de cargas aplicables a un aerogenerador Offshore). Las cargas fundamentales que actúan sobre un aerogenerador Offshore se clasifican en tres tipos principales:
 - Cargas aerodinámicas: comunes a las de los aerogeneradores Onshore.
 - Cargas hidrodinámicas: las ejercidas por el mar sobre el aerogenerador y sobre la plataforma.
 - Cargas estructurales del lecho marino: afectan directamente a la plataforma y a sus anclajes.

El entorno medioambiental marino y el lecho marino son los principales condicionantes en el tipo de cargas de diseño específicas para los modelos de aerogenerador Offshore, las cuales se sintetizan de manera general a continuación:

- Olas del mar: el impacto de las olas del mar genera cargas sobre la plataforma flotante y sobre la torre del aerogenerador. El valor de las cargas está en función de la altura de las olas y de la velocidad de las mismas en función de la velocidad del viento.
- Corrientes marinas: en las cargas de diseño tienen influencia el flujo de las corrientes marinas (en superficie y en profundidad) y las fuerzas que generan sobre el aerogenerador, así como el efecto de las mareas con las subidas y bajadas del nivel del mar.
- Desplazamientos del fondo marino: debido al efecto de las corrientes marinas en profundidad se produce un desplazamiento del material que conforma el lecho marino, lo cual afecta a la zona del anclaje de las plataformas tanto fijas como flotantes (éstas solo se ven afectadas en la zona de los pilotes de anclaje al fondo marino). Las cargas ejercidas por estos desplazamientos de masas afectan a la estabilidad de las plataformas así como a las condiciones de resistencia a vida de las mismas.
- Bloques de hielo flotantes: el efecto del potencial impacto, sobre la plataforma y la torre del aerogenerador, de bloques de hielo a la deriva debe ser considerado en el estudio de cargas debido a los efectos de las fuerzas de impacto y a las solicitaciones de resistencia necesarias para garantizar el funcionamiento dentro de los requisitos establecidos.
- Impacto de barcos: el efecto del potencial impacto, sobre la plataforma y la torre del aerogenerador, de barcos y todo tipo de embarcaciones debe ser considerado en el estudio de cargas debido a los efectos de las fuerzas de impacto y a las solicitaciones de resistencia necesarias para garantizar el funcionamiento dentro de los requisitos establecidos.
- Plataformas del aerogenerador: las plataformas de un aerogenerador Offshore son el equivalente a las cimentaciones en un aerogenerador Onshore. Con objeto de garantizar la estabilidad y la funcionalidad del aerogenerador en el emplazamiento marino se debe realizar un estudio y definición de cargas de diseño específico para cada tipo de plataforma.
- Anclajes al fondo marino de las plataformas del aerogenerador: tanto en los tipos de plataformas ancladas directamente al fondo marino como a las plataformas flotantes, un aspecto crítico que es de obligado cumplimiento es el de las cargas que afectan al anclaje de la plataforma al lecho marino. Con objeto de garantizar la estabilidad y la funcionalidad del aerogenerador en el emplazamiento marino se debe realizar un estudio y definición de cargas de diseño específico para cada tipo de anclaje al lecho marino.

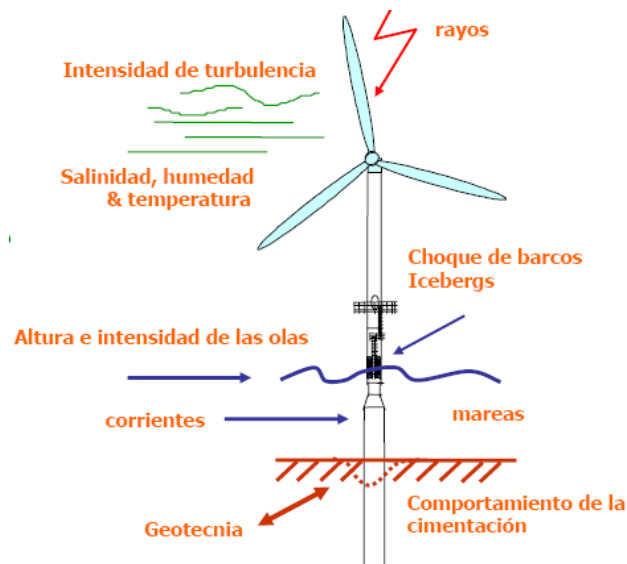


Figura 3.18. Esquema general de los factores que influyen en un aerogenerador Offshore en relación a las cargas de diseño y a los factores medioambientales del entorno marino (Fuente: NREL).

- Características medioambientales del entorno marino: los aerogeneradores Offshore se ven condicionados en su funcionamiento y en su rendimiento por una serie de características medioambientales relacionadas con el entorno marino del emplazamiento. Las características medioambientales que presentan mayor influencia son las siguientes (ver Figura 3.18. con un esquema general de las mismas):
 - Salinidad: la concentración salina del agua del mar presenta una influencia de primer orden en la funcionalidad del aerogenerador Offshore y en su comportamiento a vida. Afecta tanto a los componentes en contacto directo con el mar (plataformas, anclajes al fondo marino y torre del aerogenerador) como al resto del aerogenerador por medio de la concentración salina que aporta el aire en contacto con el mismo.
 - Humedad del aire: el porcentaje de humedad del aire es un factor que puede afectar al funcionamiento del aerogenerador y que es el origen de la corrosión de los componentes del mismo.
 - Corrosión: la corrosión es un factor que se convierte en crítico en el entorno marino ya que potencialmente puede afectar al funcionamiento tanto de componentes mecánicos, hidráulicos y eléctricos. La prevención de la aparición de la corrosión es un parámetro de diseño del aerogenerador Offshore: aparte de los sistemas de protección convencionales, en los aerogeneradores Offshore se utilizan sistemas de presurización de la nacelle y de la torre con objeto de prevenir la entrada de aire marino con alto porcentaje de humedad que pueda generar corrosión en el interior del aerogenerador y afectar al funcionamiento del mismo.
 - Corrosión biológica: es un factor asociado a las partes en contacto directo con el agua (plataformas y torre) y se trata de un tipo de corrosión generada por medio de la incrustación en las partes metálicas de modos de vida marina (crustáceos, algas, micro-organismos, etc.), los cuales inician una lenta degradación del material con el que están en contacto. Con el paso del tiempo, si no se llevan a cabo operaciones de limpieza, pueden debilitar las estructuras metálicas de las plataformas y de la torre.
 - Congelación: la aparición de hielo en el entorno marino y la posterior congelación del mismo pueden llegar a producir la parada del aerogenerador Offshore o afectar a su rendimiento. Es un factor que, al igual que en los aerogeneradores Onshore, debe ser considerado como entrada de diseño teniendo en cuenta la peculiaridad de que se produce en el entorno medioambiental marino.
- Aspectos medioambientales: los aspectos diferenciales que caracterizan a la instalación de aerogeneradores Offshore en relación a los aspectos medioambientales son los siguientes.
 - Impacto visual: a medida que aumenta la distancia a la costa del parque eólico Offshore el

impacto visual se minimiza o es inexistente en el caso de aguas profundas al no visualizarse los mismos desde la costa. El impacto visual es menor que respecto a los aerogeneradores Onshore instalados en tierra, al estar situados en emplazamientos a varios metros de la costa o en la mayoría de los casos a varios kilómetros en el interior del mar.

- Ruido: en los emplazamientos marinos de parques Offshore, al no existir núcleos de población, la característica técnica del ruido producido por los aerogeneradores no es crítica. Por ello la especificación de requisitos de ruido máximo (*dBA*) no es de obligado cumplimiento lo cual implica que se pueden optimizar los diseños de alguno componentes tales como palas, multiplicadoras, motores, generadores, transformadores, etc. y obtener reducciones de costes asociadas. Solo en el caso de parques Offshore situados en la proximidad de un núcleo urbano este requisito de ruido máximo debería cumplirse en cada aerogenerador.
- Control de las aguas: en el caso de la calidad de las aguas y los potenciales vertidos de sustancias y materiales en los parques Offshore cada país dispone de una serie de regulaciones marítimas muy restrictivas para prevenir la contaminación de sus aguas. Estas regulaciones marítimas de control de las aguas son mucho más severas que las que aplican en el caso de aerogeneradores instalados en tierra debido a los efectos e implicaciones que conllevan sobre el medioambiente y la fauna marina.
- Migración de las aves: la instalación de aerogeneradores Offshore puede afectar a las vías de migración de las aves a través del mar. El impacto sobre la migración de las aves es un factor que debe ser incluido en los estudios previos medioambientales y de factibilidad de la instalación del parque marino.
- Impacto sobre la fauna: la instalación de aerogeneradores Offshore puede afectar al “modus vivendi” de la fauna que habita en el emplazamiento (peces, seres vivos que viven en el mar, mamíferos marinos, aves, etc.). El impacto sobre la fauna de la instalación de un parque eólico Offshore es un factor que debe ser incluido en los estudios previos medioambientales y de factibilidad de la instalación del parque marino.
- Recursos de viento: las características de los recursos de viento en los emplazamientos marinos presentan unos aspectos diferenciales en relación a los emplazamientos en tierra. El viento presente en los emplazamientos marinos, tanto cerca de la costa como en zonas de aguas profundas, presenta una serie de características técnicas diferenciales y entre ellas las principales se detallan a continuación. Estas características del viento condicionan las soluciones técnicas y el dimensionamiento a seleccionar en los aerogeneradores Offshore a instalar en el parque marino.
 - Bajo gradiente de cortadura.
 - Flujo constante.
 - Alta potencia específica del viento.
 - Rugosidad del viento muy baja.
 - Viento sin turbulencias.
 - Elevado efecto de sombra del viento (sobre los aerogeneradores próximos).
 - Ausencia de aceleraciones del viento debido a accidentes orográficos.
 - Interacción entre viento y olas.
 - Brisas marinas: direccionales hacia la costa y desde la costa.

En la Figura 3.19. se evalúa, por medio de mapas, una comparativa de las diferentes características del viento en tierra y del viento en el mar en las costas europeas (EWEA; Risoe; GL; NREL). En lo que se refiere a los recursos de viento en el mar, el mapa de recursos indica la existencia de zonas con recursos de viento muy elevados en el mar del norte, en el mar báltico, en toda la costa occidental de Europa hasta Galicia, en la zona de la costa azul francesa y en las costas del oeste de Turquía.

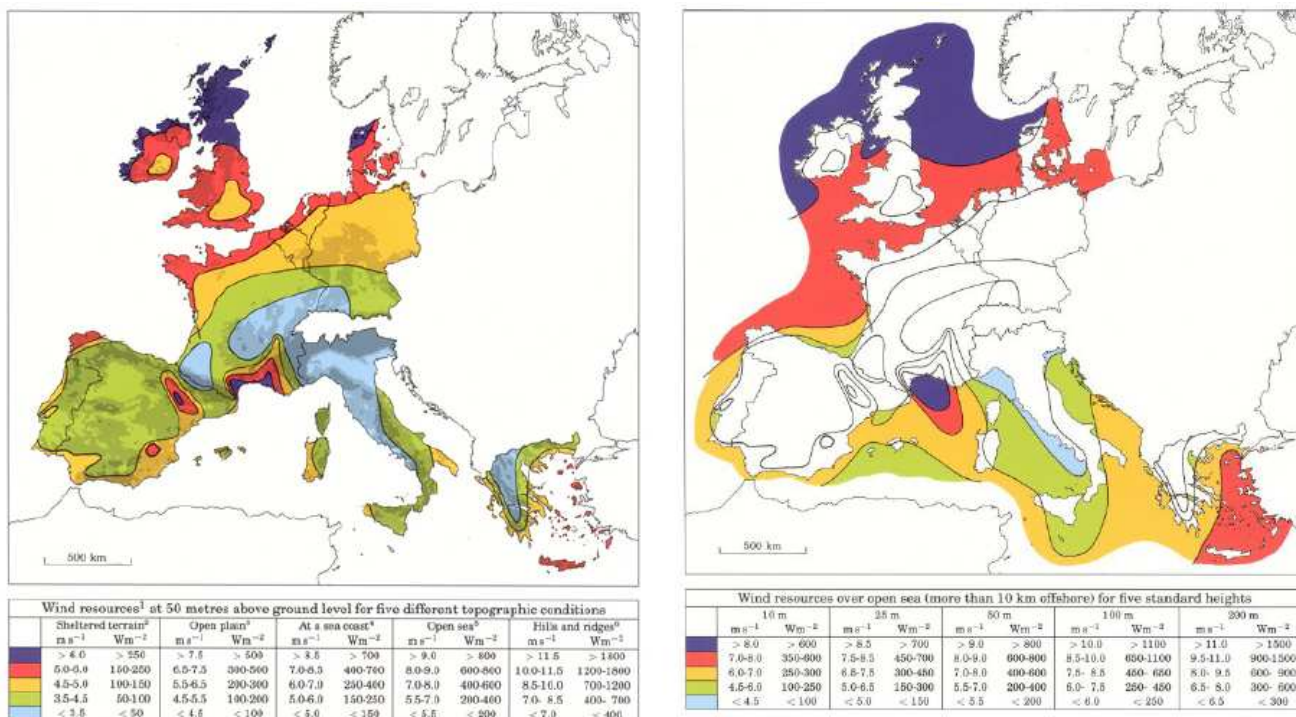


Figura 3.19. Mapas comparativos de los recursos de viento en Europa. En el gráfico de la izquierda se muestran los recursos disponibles de viento en tierra (evaluados a 50 metros sobre el nivel de tierra). En el gráfico de la derecha se muestran los recursos disponibles de viento en mar abierto (evaluados a más de 10 kilómetros de la costa y en 5 alturas diferentes sobre el nivel del mar) (Fuente: Risoe, GL y EWEA).

- **Configuración eléctrica:** los parques eólicos Offshore presentan una serie de características específicas en cuanto a la configuración de los sistemas eléctricos, el transporte de la energía y la conexión a la red para poder realizar su operación en las condiciones técnicas requeridas en el entorno marino. Se citan a continuación las principales características específicas.
 - **Configuración eléctrica:** la configuración eléctrica básica de un parque eólico Offshore consta de los siguientes sub-sistemas (ver Figura 3.20. con un esquema general como referencia, VTT Technical Research Center Finland).
 - Componentes eléctricos del aerogenerador Offshore: Generador, Convertidores de potencia y transformador de potencia.
 - Cables submarinos de media tensión de conexión de los aerogeneradores con la sub-estación de transformación Offshore.
 - Sub-estación de transformación Offshore: situada en las proximidades del parque eólico cuya función es la transformación de la tensión y canalizar el transporte de energía en alta tensión hasta la costa.
 - Cable submarino de media o alta tensión (corriente alterna AC): desde los aerogeneradores Offshore hasta la sub-estación marina en el parque Offshore.
 - Cable submarino de transporte en alta tensión (corriente alterna HVAC): transporta la energía eléctrica hasta la sub-estación de transformación en tierra.
 - Sub-estación de transformación en tierra: realiza la transformación a alta tensión para la conexión y distribución a la red general.
 - Cables de alta tensión en tierra: realizan la conexión entre la sub-estación de transformación en tierra y la sub-estación de conexión en tierra.
 - Sub-estación de conexión en tierra: es un punto de conexión común donde se conectan los cables de alta tensión terrestres de diferentes procedencias.
 - Cables de alta tensión en tierra: realizan la distribución de la energía en tierra.

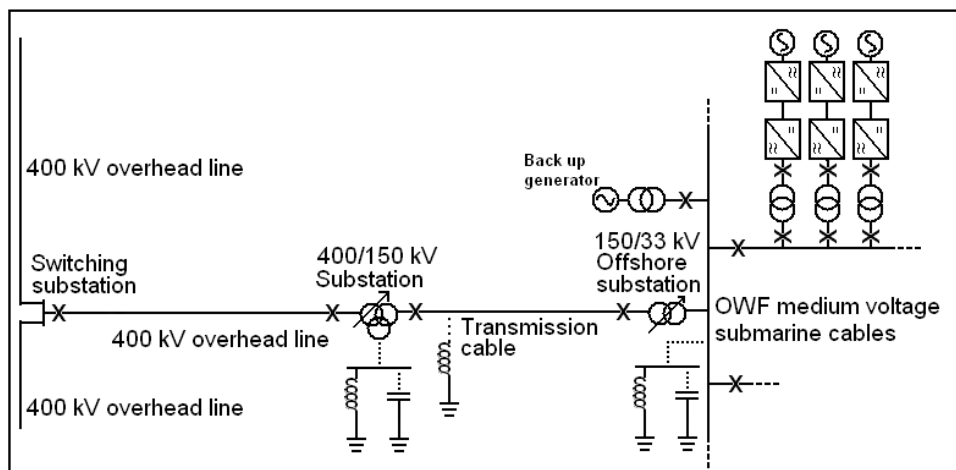


Figura 3.20. Ejemplo de una configuración eléctrica de conexión de un parque eólico Offshore con sus diferentes sub-sistemas eléctricos para realizar la conexión a la red en tierra (Fuente: VTT Technical Research Center Finland).

- Cables de conexión a la red: se requieren cables especiales de aplicación submarina los cuales tienen un elevado coste. Adicionalmente el montaje de los mismos en el lecho del mar, así como el conexionado a la red, presentan elevados costes de instalación.
- Parques eólicos marinos de gran potencia: los futuros parques van a disponer de gran capacidad de generación tanto por el número de aerogeneradores Offshore instalados, como por la potencia total instalada. Esto implica la configuración de los sistemas eléctricos y su adecuado dimensionamiento para la evacuación de la energía eléctrica producida.
- Potencia de los aerogeneradores Offshore: la potencia de los nuevos diseños de aerogeneradores Offshore es cada vez mayor en relación a los modelos instalados hasta el año 2012, lo cual condiciona la configuración eléctrica de evacuación de energía a la red eléctrica. La potencia media actual se sitúa en el entorno de los 3 MW y la tendencia de los nuevos diseños está en el entorno de los 5 MW y potencias superiores en el medio plazo.
- Distancia a la costa: los parques eólicos Offshore presentan elevadas distancias a la costa lo que representa un factor técnico que se constituye en una dificultad técnica añadida en lo que respecta al transporte de la energía eléctrica producida, las pérdidas por transporte, y en función de la distancia a la costa, el tipo de tensión de transporte, la necesidad de una subestación de transformación intermedia en el parque eólico, los elevados costes de los cables submarinos y de su instalación.
- Subestación de transformación: los parques eólicos Offshore disponen de una subestación de transformación intermedia en el parque eólico, con objeto de llevar a cabo la transformación del voltaje de la energía eléctrica producida por las turbinas eólicas. La subestación de transformación requiere del montaje previo de una plataforma metálica anclada al lecho marino sobre la que se instala el transformador, las celdas y los componentes del aparellaje eléctrico, así como otros componentes auxiliares (grúas, sistemas de refrigeración, etc.). El tipo de corriente de transmisión de la energía eléctrica a la estación de transformación instalada en la costa puede ser alta tensión con corriente alterna (HVAC) o alta tensión con corriente continua (HVDC). En la Figura 3.20A. se presentan un ejemplo de subestación de transformación en un parque Offshore y un esquema general de configuración de la cadena de transporte y conversión de energía eléctrica a la red.



Figura 3.20A. Subestación de transformación Offshore en el parque eólico marino (imagen a la izquierda) y un esquema de la cadena de transporte de energía eléctrica hasta la conexión a la red en tierra (imagen a la derecha) (Fuente: Siemens).

- Nuevas topologías de configuración eléctrica: para la instalación de los nuevos parques eólicos Offshore se presentan una serie de diferentes alternativas en cuanto a configuración de los sistemas eléctricos. Algunas de estas alternativas son las siguientes:
 - Transporte de energía a la costa en alta tensión y corriente continua (HVDC).
 - 1 único transformador de Baja Tensión / Alta Tensión (LV/MV) para varios aerogeneradores eólicos Offshore.
 - 1 único transformador de Baja Tensión / Alta Tensión (LV/MV) para todo el parque eólico Offshore dando servicio a todos los aerogeneradores.
 - Configuración eléctrica: los parques eólicos Offshore presentan una serie de características específicas en cuanto a la configuración eléctrica y los sub-sistemas que la componen.
- Requisitos de Seguridad e Higiene en el trabajo: los parques eólicos Offshore presentan unos requisitos en cuanto a condiciones de trabajo y seguridad laboral de las personas similares a las de las plataformas marinas de explotación de gas y petróleo. Aunque el hecho diferencial es que se trata no solo de una única unidad de plataforma sino de múltiples aerogeneradores para su instalación en el emplazamiento lo que implica una mayor dificultad en cuanto al hecho de montaje intensivo en el entorno marino. El personal involucrado en la instalación, operación y mantenimiento de los aerogeneradores en el parque eólico Offshore deben disponer de una especialización profesional y una formación específica para poder realizar trabajos en el mar.
- Transporte marítimo y manipulación de componentes: los parques eólicos Offshore requieren de un tipo de elementos de transporte por mar específicos para la instalación de los mismos en el emplazamiento. Asimismo se requiere que los barcos de transporte dispongan de cubiertas de montaje dotadas de grúas específicas para proceder a la manipulación y montaje de los componentes del aerogenerador en el mar. El transporte por mar presenta varios factores de influencia específicos que afectan tanto a los aspectos logísticos como a los tipos de barcos y elementos auxiliares de montaje a emplear:
 - Elevados costes de transporte por mar de los componentes de los aerogeneradores.
 - El transporte por mar no presenta limitaciones en cuanto a peso y dimensiones para componentes como palas, torres y nacelles.
 - Los barcos de transporte deben tener la capacidad de operar en aguas poco profundas y en aguas profundas según los diferentes modelos a utilizar.
 - Los barcos de transporte deben tener la capacidad de transportar y operar con los diferentes tamaños de aerogeneradores y con los diferentes modelos de plataformas de los mismos.
 - Plataformas auxiliares de instalación en el emplazamiento provistas de grúas y sistemas de montaje e instalación de aerogeneradores y de componentes.
 - La selección del tipo de barco, del tipo de elementos, de plataformas auxiliares de trabajo en alta mar y de grúas auxiliares necesarias son un factor que impacta directamente en los costes de instalación del parque eólico Offshore.

- Puertos e instalaciones portuarias: para la instalación de aerogeneradores Offshore se requieren una serie de características técnicas específicas para poder operar tanto en tierra como en el transporte al emplazamiento marino (muelles acondicionados, instalaciones de almacenamiento y montaje, grúas, accesos, etc.).
- Planificación marítima (MSP = *Maritime Spatial Planning*): debido a la instalación actual de parques Offshore así como a los que están planificados a medio y largo plazo es preciso que los estados con territorios costeros realicen una planificación de los espacios marítimos (EWEA, 2009) con objeto de determinar los tipos de usos y las zonas de explotación definidas para cada uso (pesqueros, transporte marítimo, explotación de parques Offshore, reservas naturales, etc.). En la Unión Europea existen una serie de países que ya han definido las zonas de explotación para usos dedicados a parques eólicos Offshore (Alemania, Dinamarca, Holanda, Bélgica y Reino Unido), mientras el resto de países se encuentran en la fase de estudios preliminares. En Europa se necesita en el medio plazo una planificación conjunta de los estados denominado planificación espacial marítima (MSP = *Maritime Spatial Planning*). Este aspecto será desarrollado en detalle en la Fase B de la tesis doctoral.
- Montaje y construcción del parque eólico Offshore: los factores diferenciales respecto a los aerogeneradores instalados en tierra son principalmente los siguientes.
 - Costes de transporte de componentes hasta el emplazamiento marino.
 - Utilización de barcos de transporte especiales para el transporte marítimo.
 - Utilización de grúas especiales y elementos auxiliares para la manipulación y el montaje de componentes de los aerogeneradores en el parque eólico marino.
 - Experiencia previa en la instalación y montaje en el entorno marino en el sector de la explotación de gas y del petróleo, la cual se utiliza en el sector de aerogeneradores Offshore.
 - Un factor de coste fundamental es el de la rapidez del montaje en el emplazamiento marino: el diseño del aerogenerador Offshore debe haberse definido para reducir al máximo el tiempo de montaje en el parque marino.
- Operación y mantenimiento de los aerogeneradores en el parque eólico Offshore: los factores diferenciales respecto a los aerogeneradores instalados en tierra son principalmente los siguientes.
 - Estrategia de mantenimiento: es un factor decisivo en la factibilidad y rentabilidad de un parque eólico Offshore.
 - Disponibilidad de funcionamiento de los aerogeneradores Offshore: el objetivo es garantizar un 99% de disponibilidad con objeto de minimizar las intervenciones tanto debidas a mantenimiento como debidas a fallos en operación.
 - Fiabilidad de funcionamiento de los aerogeneradores Offshore: el objetivo es garantizar un 99% de fiabilidad con objeto de minimizar las intervenciones tanto debidas a mantenimiento como debidas a fallos en operación.
 - Mantenimiento: el diseño del aerogenerador debe estar definido para poder realizar reparaciones debidas a fallos en operación o de mantenimiento sin dificultades y de forma fácil para los operarios de mantenimiento.
 - Servicio: el diseño del aerogenerador debe estar definido para poder realizar la operación de servicio en el menor tiempo posible.
 - Accesibilidad: la accesibilidad al parque eólico y la accesibilidad en el aerogenerador a los diferentes componentes susceptibles de intervención, son factores de gran importancia debido a los costes asociados que generan las instalaciones en el mar. El uso de barcos rápidos y de plataformas móviles de acceso a los aerogeneradores son modelos de referencia para minimizar los costes y facilitar el acceso rápido para intervenciones de reparación o mantenimiento.

3.2.2. Situación del mercado eólico Offshore: datos actuales y proyección de la estimación de capacidad de producción global de energía eólica Offshore.

La situación hasta el año 2012, referida a la estimación de instalación de aerogeneradores Offshore a nivel europeo y a nivel global, se describe en el presente apartado en cuanto a MW instalados, porcentaje de

mercado de los aerogeneradores Offshore, distribución regional de la potencia Offshore instalada, número de aerogeneradores instalados por año y en el acumulado, estimaciones de crecimiento en MW y en número para los próximos años, así como la realización de un análisis de los datos investigados (GWEC, EWEA, AWEA, MAKE Consult, BTM Consulting, Emerging Energy Research, Wind Energy Update, IDAE y otras fuentes bibliográficas).

Potencia Offshore instalada.

Los datos sobre la capacidad instalada en MW de aerogeneradores Offshore en todo el mundo hasta el año 2012 se indican en la Figura 3.21., indican que se instalaron 1296,6 MW en el año 2012, en su mayor parte en Europa y el resto en China (127 MW) y Japón (0,1 MW). El porcentaje de instalación de potencia Offshore global sobre la instalación total en el sector eólico supuso en el 2012 un 2,9 % aproximadamente.

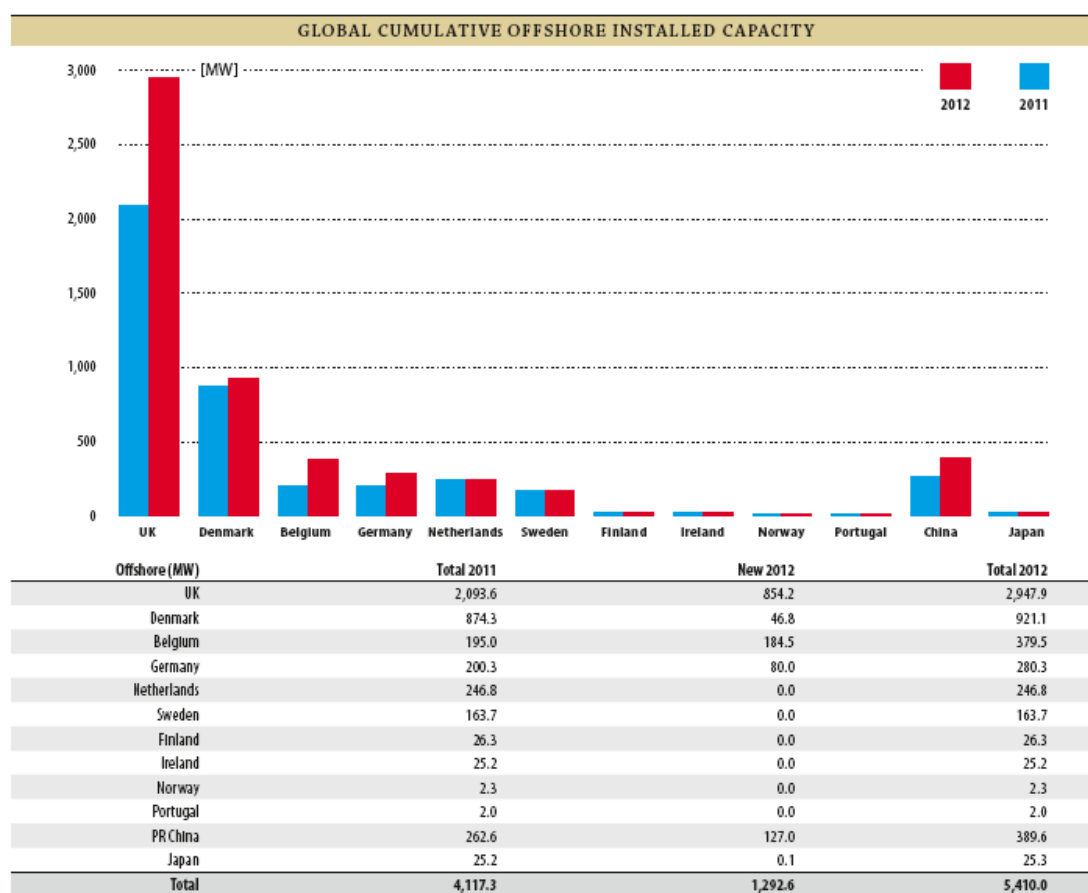


Figura 3.21. Instalación de potencia eólica Offshore en el mundo por países en el periodo de los años 2011 al 2012 (Potencia en MW sobre el total eólico instalado) (Fuente: GWEC, 2013).

Datos de potencia instalada en el año 2012 y acumulado hasta 2012.

En el año 2012 se instalaron en Europa 1166 MW nuevos correspondientes a 293 aerogeneradores Offshore montados en 9 parques (ver porcentajes y número de MW instalados por países en la Figura 3.22.). El acumulado de potencia Offshore instalada en Europa hasta el final del año 2012 contabiliza 1662 aerogeneradores Offshore instalados y conectados a la red con un total de 4995 MW, en 55 parques eólicos Offshore y en 10 países europeos: ver Figura 3.23. con los datos de potencia anual y acumulada (EWEA, 2013).

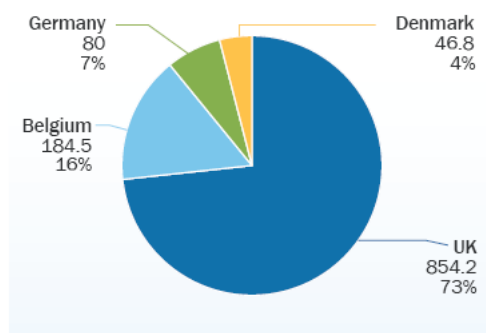


Figura 3.22. Datos de la Instalación de potencia eólica Offshore en Europa en el año 2012 (datos de potencia anual instalada) (Fuente: EWEA, 2013).

FIG 11: CUMULATIVE AND ANNUAL OFFSHORE WIND INSTALLATIONS (MW).

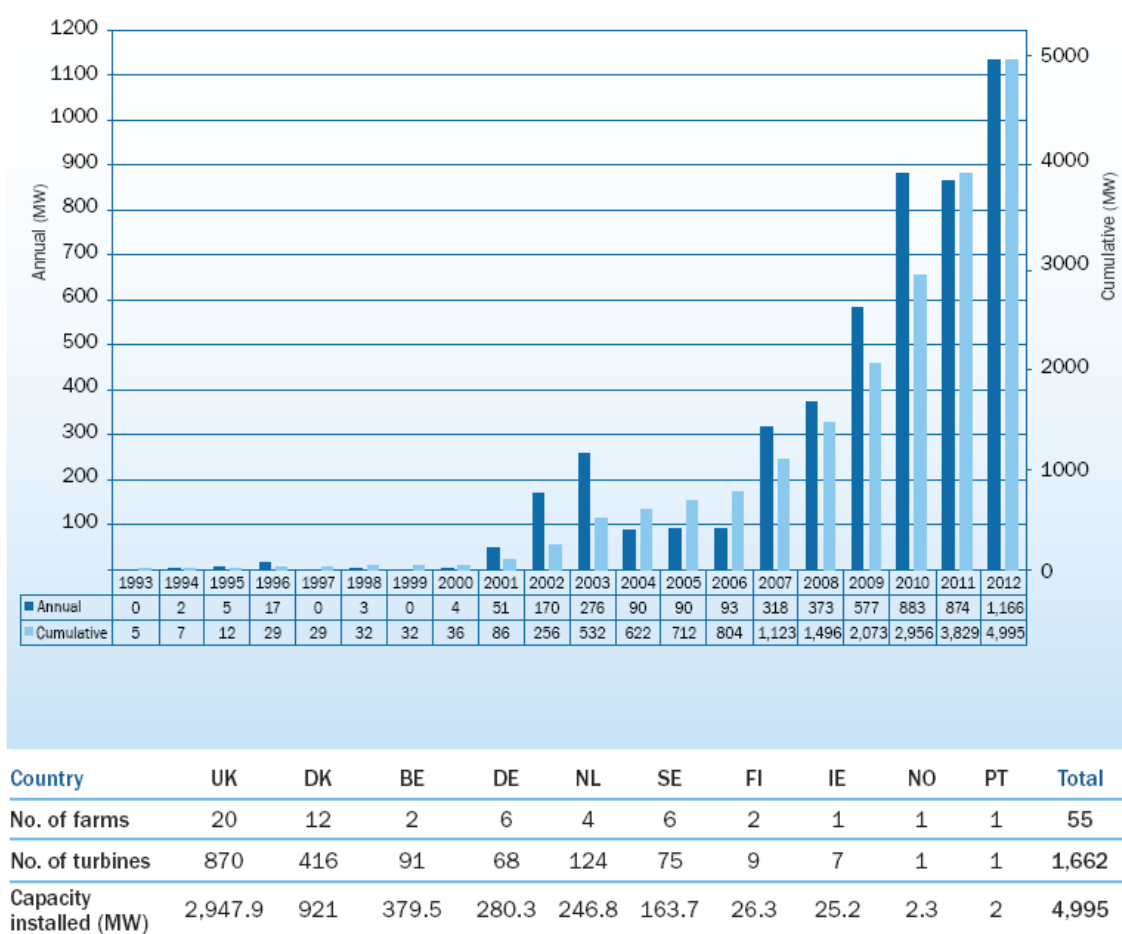


Figura 3.23. Datos de la Instalación de potencia eólica Offshore en Europa en el periodo de los años 1993 al 2012 (datos de potencia anual instalada y acumulado anual en MW) (Fuente: EWEA, 2013).

En cuanto a los datos de potencia instalada Offshore acumulada hasta el año 2012 (Figura 3.24.), en el reparto por países destacan el Reino Unido (con el 59% del total de los parques Offshore instalados y 2948 MW), Dinamarca (con el 18 % y 921 MW), Bélgica (con el 8 % y 380 MW) y Alemania (con el 6 % y 280 MW). El resto de países presentan un porcentaje inferior al 5% del total instalado (EWEA, 2013). A estos datos hay que añadir los parques Offshore instalados en China (con una potencia total instalada de 389,6 MW) y los instalados en Japón (con una potencia total instalada de 25,3 MW).

FIG. 12: INSTALLED CAPACITY - CUMULATIVE SHARE BY COUNTRY, (MW).

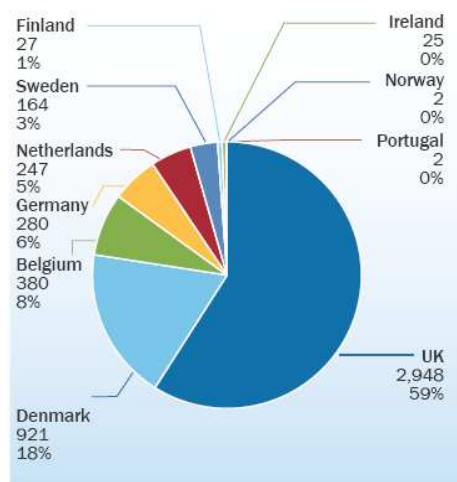


Figura 3.24. Datos de la Instalación de potencia eólica Offshore en Europa por países (% de cuota sobre el total y acumulado de MW instalados) en el periodo de los años 1991 al 2012 (Fuente: EWEA).

Los datos acumulados hasta el año 2012 respecto al número de unidades de aerogeneradores Offshore instalados por países y el porcentaje instalado de unidades en cada país sobre el total se indican en la Figura 3.25. De los resultados acumulados hasta 2012 destacan por países el Reino Unido (con el 52 % del total aerogeneradores Offshore instalados y un total de 870 unidades), Dinamarca (con el 25 % y 416 unidades), Holanda (con el 7 % y 124 unidades) y Bélgica (con el 6 % y 915 unidades). El resto de países presentan un porcentaje igual o inferior al 5% del total de unidades instaladas (EWEA, 2013). A estos datos para completar la situación a nivel global hay que añadir los parques Offshore instalados en China y los instalados en Japón.

FIG. 13: INSTALLED WIND TURBINES - CUMULATIVE SHARE BY COUNTRY.

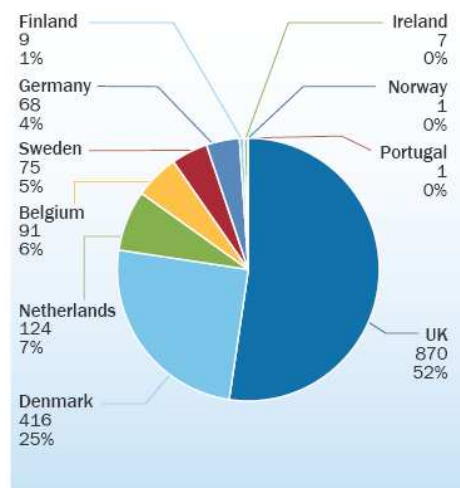


Figura 3.25. Datos del número de aerogeneradores Offshore instalados en Europa hasta 2012 por países (% de cuota sobre el total instalado y número acumulado de aerogeneradores instalados) en el periodo de los años 1991 al 2012 (Fuente: EWEA, 2013).

En lo relativo a la distribución geográfica continental de las instalaciones de aerogeneradores Offshore hasta el año 2012 ha sido fundamentalmente Europa la que acumula casi toda la potencia Offshore instalada (salvo las excepciones de parques en China con 389,6 MW y en Japón con 25,3 MW).

En la Figura 3.26. se observa la estimación de previsión anual de instalaciones Offshore en el periodo comprendido entre el año 2009 y el año 2017 donde Europa como región sigue siendo predominante, pero en Asia comenzaron a iniciar la instalación de parques eólicos marinos a partir del año 2011 en adelante

(MAKE Consult).

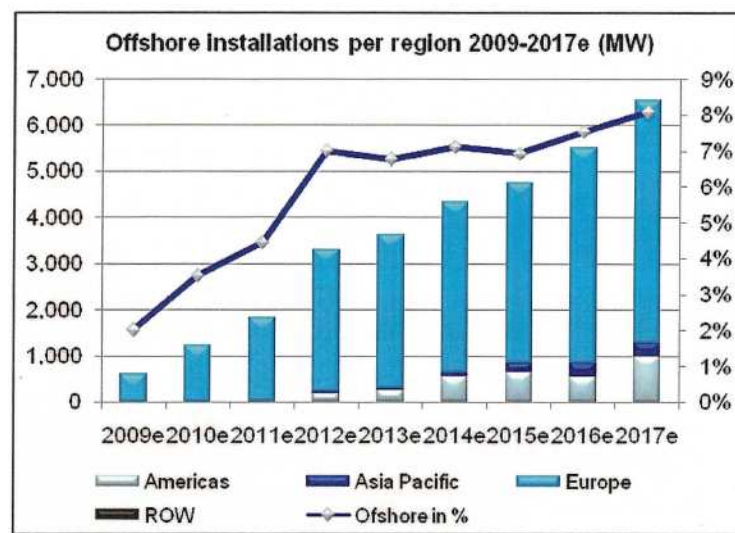


Tabla 3.26. Estimaciones de Instalación anual de potencia eólica Offshore en el mundo por regiones en el periodo de los años 2009 al 2017 (Potencia en MW anuales instalados y porcentaje sobre el total mundial de potencia eólica instalada) (Fuente: MAKE Consult).

En el año 2013, sumando los parques Offshore que no pudieron ser completamente instalados y conectados, se estima que habrá una capacidad instalada adicional de 1400 nuevos MW. La previsión para 2014 presenta unas estimaciones de 1900 MW a instalar en nuevas instalaciones eólicas Offshore. EWEA ha identificado más de 140 GW de proyectos Offshore están en diferentes fases del proceso de planificación para su instalación en los próximos años. Estos datos son un indicativo del potencial de crecimiento existente de la energía eólica Offshore para los próximos años (EWEA, 2013).

En marzo del año 2009 la *European Wind Energy Association* (EWEA) acordó un objetivo de disponer en instalación en el año 2020 de 230 GW de potencia eólica, de los cuales 40 GW corresponderán a energía eólica Offshore. También se ha planteado una proyección de la estimación de previsión de potencia Offshore instalada en 2030 de 150 GW. Para el cumplimiento de estos objetivos será necesario tener un crecimiento anual medio del 28% desde el año 2010 al año 2020 (desde unos 350 MW instalados en 2008 hasta 6900 MW anuales previstos a instalar para el año 2020). Las proyecciones de instalación global anual y acumulado de potencia Offshore según los datos de EWEA, se muestran en la Figura 3.27. y la previsión es la de mantener un crecimiento estable a partir del año 2011 hasta alcanzar los 6900 MW instalados en el año 2020; si se mantiene el nivel de crecimiento anual en la instalación se estima poder alcanzar las previsiones de tener instalados 40 GW de potencia Offshore en el año 2020 (EWEA, 2010 y 2013).

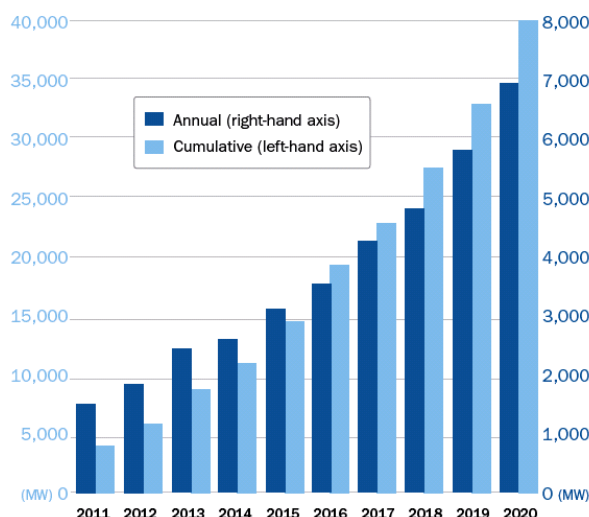


Figura 3.27. Estimación de previsión de instalación de potencia eólica Offshore en el mundo en el periodo de los años 2011 al 2020 (Potencia anual y acumulado en MW) (Fuente: EWEA).

Otras estimaciones de crecimiento del sector de aerogeneradores Offshore se indican en la Figura 3.28. (Make Consult) para el periodo entre los años 2008 al 2020 presenta los siguientes datos:

- Nº de MW de potencia instalados globalmente: se tiene una previsión de un crecimiento del 43,7% anual en el periodo del año 2009 al 2014 y un crecimiento estimado del 7,8% anual en el periodo del año 2015 al 2020.
- Nº de aerogeneradores (en unidades) instalados globalmente: se tiene una previsión de un crecimiento del 30,8% anual en el periodo del año 2009 al 2014 y un crecimiento estimado del 3,3% anual en el periodo del año 2015 al 2020.

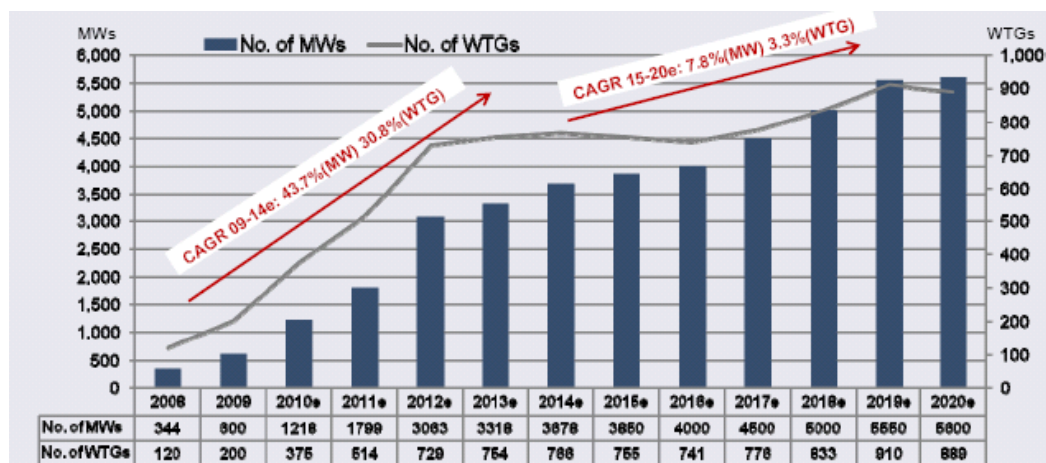


Tabla 3.28. Estimaciones de Instalación anual de potencia eólica Offshore en el periodo de los años 2008 al 2020 (Potencia en MW anuales globales instalados y número de unidades de aerogeneradores Offshore instaladas por año globalmente) (Fuente: MAKE Consult).

Capacidad de producción e instalación de aerogeneradores Offshore.

Este aspecto de la cadena de suministro de fabricación de aerogeneradores Offshore es preciso dividirlo en tres grandes subapartados en lo relativo a la capacidad de producción actual y la previsión de ampliación de la misma, para poder acometer el suministro de la demanda futura de aerogeneradores Offshore en los próximos 10 años (EWEA, 2010 y 2013):

1-Fabricación de aerogeneradores Offshore.

En lo relativo a las estimaciones de EWEA de alcanzar los 40 GW instalados en el año 2020, esto significaría la instalación de aproximadamente de unos 10000 aerogeneradores Offshore. Los aerogeneradores Offshore actuales son técnicamente adaptaciones de los diseños de modelos de tierra (Onshore) por lo que la capacidad de producción de los mismos es dependiente de la demanda del mercado Onshore. Actualmente (MAKE Consulting) en Europa existe mayor capacidad de producción de aerogeneradores Offshore que demanda de los mismos: en el año 2010 hubo una estimación de demanda de unos 10 GW y la capacidad de producción se estima que es de unos 12 GW, lo que permitiría la fabricación de aerogeneradores Offshore sin ampliación de capacidades productivas. Debido a que los nuevos diseños Offshore tienden a ser específicos para la aplicación, hay fabricantes que están en proceso de ampliación de capacidad productiva. Las estimaciones de necesidad de capacidad globales para el año 2013 serían de 5800 MW para aplicación Offshore, lo que sería suficiente para suministrar las previsiones de demanda de 1,7 GW en el año 2011 y de 6,9 GW en el año 2020.

2-Fabricación de plataformas marinas Offshore.

Según la previsión de instalación de 10000 aerogeneradores Offshore para el año 2020 solo en Europa, la capacidad de producción de plataformas marinas (en sus diferentes tipos) no es suficiente con las actuales instalaciones disponibles en el año 2012. Esto significa que se debe acometer la creación de nueva capacidad de producción basándose inicialmente en los suministradores de plataformas existentes para la industria del gas y del petróleo, pero ampliando la capacidad existente o creando nuevos centros productivos que puedan satisfacer la demanda estimada del suministro en los próximos años hasta el 2020 (EWEA, 2010 y 2012).

3-Barcos e instalaciones portuarias para el montaje de los aerogeneradores Offshore en los parques marinos.

Según la fuente EWEA la disponibilidad de barcos para las operaciones de instalación de aerogeneradores Offshore está en función de su tipología y funciones. No existen actualmente (año 2013) problemas de disponibilidad en Europa de barcos exploración, barcos de servicio, barcos de transporte de personal, barcos de soporte a las operaciones de instalación.

En cuanto a los barcos de soporte a las operaciones de instalación barcos de transporte e instalación de aerogeneradores Offshore en el mar no existe actualmente una falta de disponibilidad en número, aunque también se utilizan para las operaciones del sector de extracción de gas y petróleo lo que condiciona su disponibilidad en función de la demanda de este sector.

Los barcos de transporte e instalación en el mar, en sus diferentes modalidades, así como las plataformas auxiliares de instalación y montaje en el mar de los aerogeneradores Offshore sí que presentan una limitación muy grande en número, ya que existen muy pocas unidades en operación (según EWEA hay 4 unidades operativas disponibles en el año 2012 y 3 unidades más en construcción). Por lo tanto se requiere realizar un esfuerzo en cuanto a inversiones en la construcción de nuevos barcos de este tipo para poder hacer frente a la demanda de instalación de parques eólicos Offshore a partir del año 2012 (EWEA).

3.2.3. Fabricantes de aerogeneradores de eje horizontal Offshore.

En lo que respecta a los fabricantes de aerogeneradores del tipo Offshore actualmente y a nivel mundial hasta el año 2012 solo existen unos pocos fabricantes que disponen de la tecnología y del producto desarrollado y operativo para ser instalado de forma seriada en los emplazamientos marinos Offshore, siendo el número de modelos disponibles con tecnología para aplicación marina Offshore muy limitado debido a su complejidad técnica.

En el mercado europeo los datos registrados por EWEA en el año 2012 en cuanto a instalación de aerogeneradores Offshore por fabricantes se muestran en la Figura 3.29. (datos en porcentaje del total instalado en MW en Europa). El fabricante SIEMENS destaca claramente sobre el resto con una cuota del 74 % sobre el total de aerogeneradores Offshore instalados en Europa en el año 2012. El segundo en porcentaje es el fabricante RE-POWER con un 19 % del total y el tercero y último es BARD con un 7 % de cuota. No ha habido aerogeneradores Offshore instalados en el año 2012 de otros fabricantes.

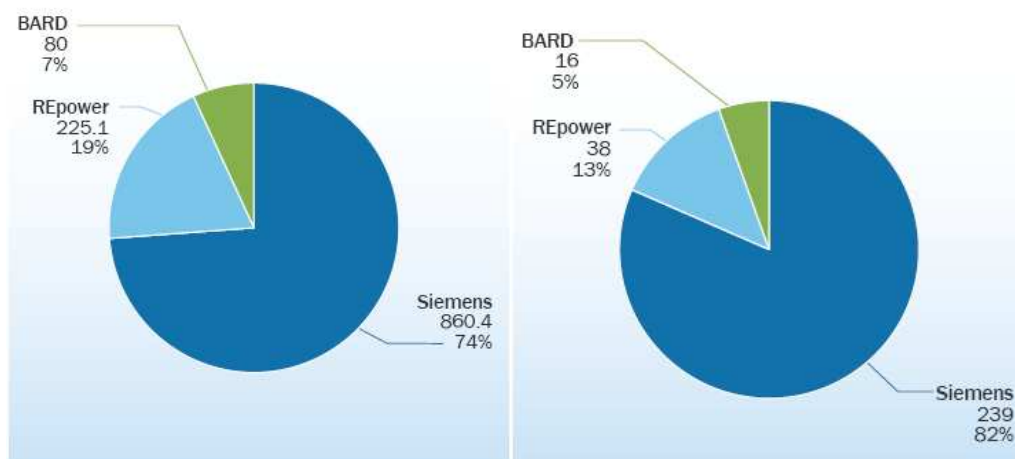


Figura 3.29. Datos de cuota de mercado de aerogeneradores Offshore instalados en Europa en el año 2012 (Izda: en % del total instalado y en n° de MW; Dcha: n° de unidades conectadas y % del total de unidades) (Fuente: EWEA, 2013).

En el mercado europeo los datos acumulados registrados por EWEA hasta el año 2012 (EWEA, 2013) en cuanto a instalación de aerogeneradores Offshore por fabricantes se muestran en la Figura 3.30. (datos en porcentaje del total acumulado instalado en Europa y en porcentaje del número total de unidades instaladas hasta el 2012).

El fabricante SIEMENS se sitúa en el primer lugar de la clasificación con una cuota del 58 % sobre el total de aerogeneradores Offshore instalados en Europa hasta el año 2012 incluido. La segunda posición en porcentaje la ocupa el fabricante VESTAS con un 28 % del total; las siguientes posiciones están ocupadas por los fabricantes REPOWER (con el 8 % del total acumulado), BARD (con el 3 % del total acumulado), WINWIND (con el 1 % del total acumulado), GE (con el 1 % del total acumulado), AREVA (con menos del 1 % del total acumulado) y con una cuota muy baja el resto de fabricantes. El resto de fabricantes acumulan un 1 % de cuota sobre el acumulado total lo que indica una atomización debido al bajo número de unidades instaladas por estos fabricantes. En cuanto a número acumulado de aerogeneradores Offshore instalados se mantienen las mismas posiciones anteriores (ver porcentajes en la parte derecha de la Figura 3.30.)

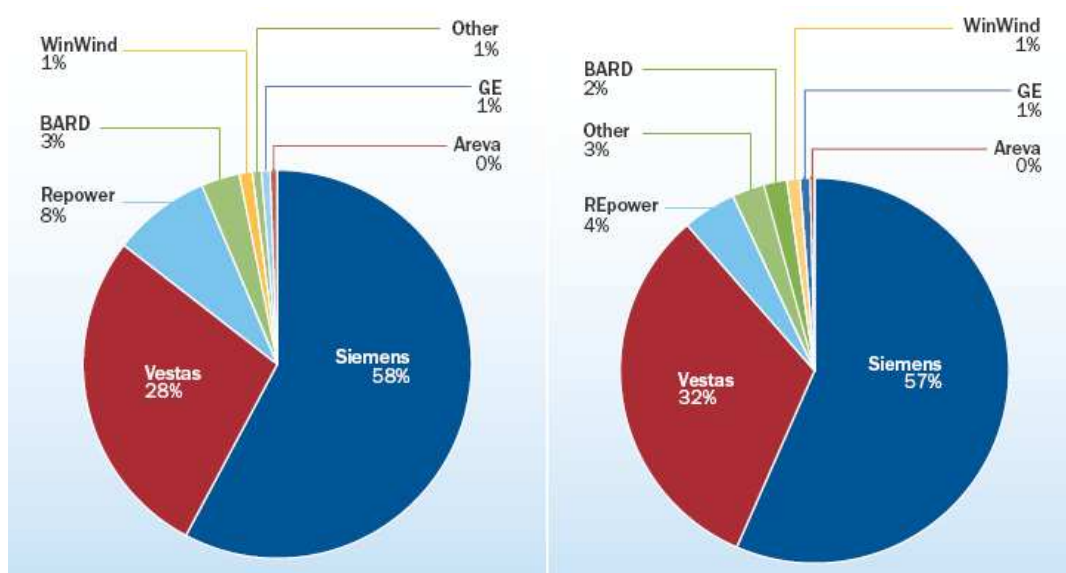


Figura 3.30. Datos de cuota de mercado en el acumulado de aerogeneradores Offshore instalados en Europa hasta el año 2012 (Izda: en % del total instalado acumulado y en n° de MW; Dcha: n° de unidades conectadas acumuladas y % del total de unidades) (Fuente: EWEA, 2013).

Principales fabricantes de aerogeneradores Offshore.

En la tabla de la Figura 3.31. se muestra un resumen sintetizado de los principales fabricantes de aerogeneradores Offshore y de los modelos actualmente disponibles para su comercialización para la producción en serie, preserie o en fase de prototipos. Adicionalmente se indican los modelos en fase conceptual o de diseño de producto (datos hasta el año 2011) que están desarrollando estos mismos fabricantes de aerogeneradores.

N.D. = INFORMACION NO DISPONIBLE

FABRICANTE DE AEROGENERADORES OFFSHORE	MODELO DE AEROGENERADOR OFFSHORE: EN SERIE EN 2010			MODELO DE AEROGENERADOR OFFSHORE: EN FASE DE PROTOTIPOS O PRESERIE EN 2010			MODELO DE AEROGENERADOR OFFSHORE: EN FASE DE DISEÑO EN 2010		
	MODELO	POTENCIA (MW)	DIAMETRO ROTOR (m)	MODELO	POTENCIA (MW)	DIAMETRO ROTOR (m)	MODELO	POTENCIA (MW)	DIAMETRO ROTOR (m)
SIEMENS	SWT 2.3-82VS	2,3	82	SWT 3.6-107 DD	3,6	107	SWT 5.X-XXX	5	N.D.
	SWT 2.3-93	2,3	93	SWT 3.6-120	3,6	120			
	SWT 2.3-101	2,3	101						
	SWT 3.6-107	3,6	107						
VESTAS	V80/2000	2	80	V112	3	112	V120	4,5	120
	V90/3000	3	90						
REPOWER	5M	5	126	6M	6,15	126	-	-	-
MULTIBRID	M5000	5	116	-	-	-	-	-	-
BARD	BARD 5.0	5	122	-	-	-	6.5Multi-Duored	6,5	122
							6.5WinDrive	6,5	122
GE	3.6s	3,6	107	SW 4000 SCANWIND	4	100	-	-	-
	3.6sl	3,6	111						
	SW 3500 DL SCANWIND	3,5	90						
NORDEX	N90-2500	2,5	90	-	-	-	5M	5	115
ENERCON	E-112	6	112	-	-	-	-	-	-
	E-126	6	126	-	-	-	-	-	-
SINOVEL	SL3000/113	3	113	-	-	-	-	-	-
WINWIND	WWD-3	3	103	-	-	-	-	-	-
GOLDWIND	-	-	-	GOLDWIND 70/1500	1,5	70	-	-	-
XEMC-DARWIND	-	-	-	DD115	5	115	-	-	-

Figura 3.31. Tabla con los principales fabricantes y modelos de aerogeneradores Offshore en fase de producción de serie/preserie y prototipos. Datos hasta 2011 (Fuente: Elaboración propia y fabricantes).

Los principales fabricantes y modelos en producción en serie/pre-serie y con prototipos fabricados e instalados en emplazamientos marinos hasta el año 2011 son los indicados en la Figura 3.31. como relación de referencia no exhaustiva (Fuente: fabricantes de aerogeneradores):

- **SIEMENS (Alemania):** Aerogeneradores con potencias de 2,3 MW y 3,6 MW. En el año 1991 la empresa Bonus (actualmente integrada en Siemens) instaló el primer parque eólico Offshore del mundo. Siemens es el líder mundial en aerogeneradores Offshore y está actualmente ensayando un modelo Offshore de 6 MW con el concepto de accionamiento directo *Direct Drive* (sin multiplicadora).
- **VESTAS (Dinamarca):** Aerogeneradores con potencias de 2 MW y 3 MW. Sus modelos Offshore son una evolución de los modelos Onshore de 2 y 3 MW y actualmente está ampliando capacidad productiva para la fabricación de modelos Offshore. Está actualmente en fase de diseño de un modelo Offshore de 7 MW con multiplicadora.
- **WINWIND (Finlandia):** Aerogeneradores con potencias de 3 MW. El fabricante finlandés obtuvo una cuota de mercado del 5% en el año 2009 y utiliza la base tecnológica de MULTIBRID para el desarrollo de sus aerogeneradores Offshore.
- **RE-POWER (Alemania):** Aerogeneradores con potencias de 5 MW y 6MW. Son los mayores aerogeneradores del mundo en la actualidad. La producción en serie del modelo de 5 MW se inició en otoño de 2008 y 3 aerogeneradores Offshore del modelo de 6 MW se están ensayando desde inicios del año 2009.
- **GENERAL ELECTRIC-GE (Estados Unidos):** Aerogeneradores con potencias de 3,6 MW y 4 MW (Modelo de la empresa SCANWIND adquirida por GE en 2009). Los nuevos parques se llevarán a cabo con aerogeneradores del modelo Scanwind de 4 MW.

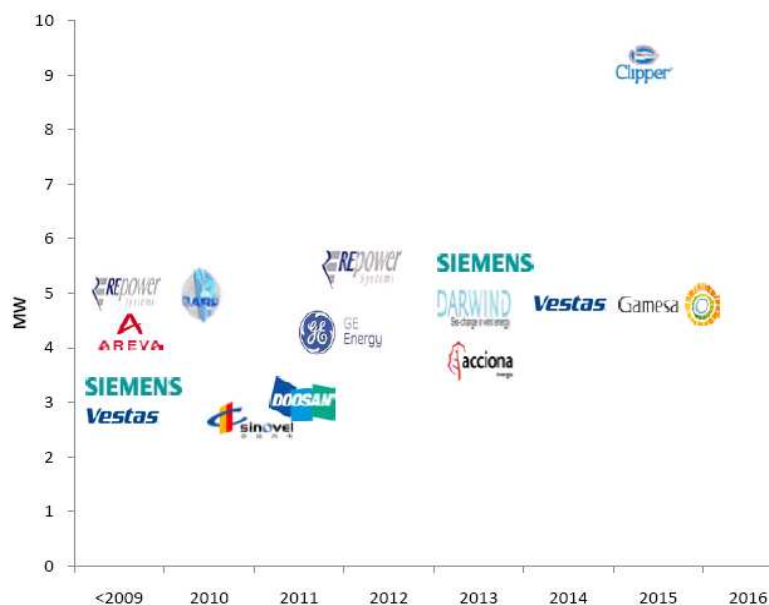
- AREVA-MULTIBRID (Francia): Aerogeneradores con potencias de 5 MW. Han desarrollado un diseño Offshore con generadores de imanes permanentes y una multiplicadora de un paso planetario que actualmente está en fase de ensayos el parque Alpha Ventus.
- ALSTOM-ECOTECNIA (Francia): aerogeneradores con potencias de 6 MW. Han desarrollado un diseño Offshore con el sistema *Direct Drive* de accionamiento directo, con generadores de imanes permanentes y sin multiplicadora. Tienen asignadas 240 unidades en 3 parques eólicos en Francia para el año 2013.
- GAMESA (España): está en fase de prototipos un aerogenerador de 5 MW de potencia y diámetro de rotor de 128 metros. Está previsto iniciar su comercialización en producción en serie a partir del año 2014.
- BARD (Alemania): Aerogeneradores con potencias de 5 MW. El diseño de los aerogeneradores Offshore de BARD ha sido realizado por la empresa Aerodyn y tienen previsto iniciar la producción seriada en 2010.
- NORDEX (Alemania): Aerogeneradores con potencias de 2,5 MW. Su modelo Offshore N90 es un diseño basado y adaptado del modelo Onshore.
- SINOVEL (China): Aerogeneradores con potencias de 3 MW. Se han introducido en el mercado Offshore a través de un parque de 32 unidades montado en la zona de Shanghai (China) y su estrategia es la de continuar su expansión en el mercado en Asia. Están desarrollando diseños de prototipos de 5 y 6 MW.
- GOLDWIND: Aerogeneradores con potencias de 1,5 MW (en fase de prototipo en un parque eólico en China). Están desarrollando diseños de prototipos de 5 y 6 MW.
- XEMC-DARWIND: Aerogeneradores con potencias de 5 MW (en fase de prototipo).

La tendencia que se está imponiendo actualmente, en el año 2013 y en los siguientes, en lo que respecta a los nuevos aerogeneradores Offshore en fase de diseño y desarrollo destinados a los nuevos lanzamientos a medio plazo por parte de varios fabricantes, es que estos estarán en el rango de los 3 a 6 MW.

Para los aerogeneradores Offshore a comercializar en el largo plazo (más de cinco años) las potencias estarán en el rango de los 7 a 10 MW y los futuros desarrollos a partir de 2015 serán de aerogeneradores de potencias de más de 10 MW (Proyectos WINDLIDER y UPWIND en desarrollo a través de proyectos de la Unión Europea). Actualmente en la fase de diseño conceptual hay un fabricante que está diseñando aerogeneradores Offshore en el entorno de los 10 MW de potencia (el consorcio AREVA-SWAY). El resto de compañías están centrando los diseños en su mayor parte en el rango entre los 3 y 8 MW (Fuente: fabricantes de aerogeneradores).

En la Figura 3.32. se proporcionan los datos sobre las estimaciones relativas a las tendencias identificadas en el mercado (MAKE Consulting) en cuanto al posicionamiento en los próximos años (periodo 2010 al 2016) de los fabricantes de aerogeneradores Offshore. Los datos indican el año de disponibilidad de aerogeneradores Offshore como nuevos productos certificados y en disposición de ser producidos en serie por cada uno de los fabricantes. Como conclusión hay que destacar que los principales fabricantes líderes a nivel mundial en el mercado de aerogeneradores Onshore, tienen previsto introducir en el mercado nuevos modelos de aerogeneradores Offshore antes del año 2016, salvo excepciones como los fabricantes Enercon y Nordex.

En la Figura 3.33. se indica de manera pormenorizada las fechas estimadas de lanzamiento de nuevos modelos específicos de aerogeneradores Offshore, clasificados por años y por el origen de los fabricantes en europeos y no europeos (EWEA, 2013).



Source: MAKE Consulting

Figura 3.32. Estimación del mercado referida a los principales fabricantes de aerogeneradores Offshore y a las fechas estimadas de disponibilidad de nuevos productos certificados (Fuente: MAKE Consulting).

FIG.32: WIND TURBINE ANNOUNCEMENTS

European	15									Gamesa
	10		MindPower Limited / Aerogenerator X				SWAY			
	9									
	8		Vestas							
	7			Gamesa						
	6	Alstom	BAFD Schuler Gamesa Gamesa SWAY Merwento			2-H Energy				
	5			Condor						
	4					Siemens WinFlo				
	3		Acciona SWAY / Metconline Acciona							
	2			Technip - Vertivind						
YEARS										
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Non-European	2		Zhejiang Windway							
	3	Trivision Energy (IOC-3)	Israel Aerospace Industries OMC CSA Tianwei							
	4									
	5		Hyosung OMC Zhejiang Windway Shanghai Electric Huayida	CSC (Chongqing) CSIC (Chongqing) Huanhuang Winpower Equipment Co Mingyang						
	6	Conqiang (AMSC)								
	6	Guodian United Power	Goldwind Huay Electric & MECAL	Envision Mingyang						
	7		DSME		Samsung Mitsubishi					
	8		NPS							
	9									
	10		AMSC Sea Titan		Shovel Goldwind					
	11									
	12			Guodian United Power						
	15		GE							

Legend

Data not announced

Delivered

Product

Europe

US

China

Japan

South Korea

Israel

The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012

26

The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012

26

Figura 3.33. Estimación del mercado referida a la estimación de los proyectos de nuevos aerogeneradores Offshore de los principales fabricantes y de las fechas estimadas de lanzamiento (Fuente: EWEA, 2013).

3.2.4. Producto y Tendencias: segmentación del tipo de aerogenerador Offshore.

Las tendencias generales del aerogenerador Offshore como producto, se determinan en función de la segmentación existente en el mercado por el tipo de aerogenerador (potencia en MW) y por el incremento de potencia y tamaño (diámetro de rotor y altura del rotor). Aplican de forma general los mismos conceptos que los descritos para los aerogeneradores Onshore según se han descrito en el punto 3.1.4. Producto y Tendencias: segmentación del tipo de aerogenerador.

Existen, sin embargo, una serie de tendencias y características de producto específicas para los aerogeneradores Offshore las cuales se mencionan en los siguientes párrafos.

Segmentación de los aerogeneradores Offshore por potencia.

Dentro del tipo de aerogeneradores Offshore la potencia inicial parte de 100 kW (Potencias menores de 100 kW son los aerogeneradores incluidos en el tipo de mini-eólica). Dentro de los tipos de aerogeneradores Offshore se consideran dos segmentos principales de potencia en MW (EWEA):

- Aerogeneradores Offshore con potencias entre 100 kW y 5 MW.
- Aerogeneradores Offshore con potencias mayores de 5 MW.

El primer grupo se corresponde con los modelos de aerogeneradores Offshore instalados hasta el año 2012 con unidades en producción en serie, y el segundo grupo se corresponde con modelos de gran potencia en MW los cuales están en fase de validación de prototipos o en la fase de diseño (EWEA, 2010 y 2013; Make Consult).

La evolución del aerogenerador Offshore como producto, así como su instalación en los parques marinos, presenta una serie de características en el tiempo, según los datos aportados por EWEA, que nos indican las tendencias del producto desde el inicio de la puesta en marcha de los primeros parques en el año 1991 hasta el año 2012.

- Potencia media de un parque eólico Offshore (en MW): los datos disponibles a nivel mundial desde la puesta en operación del primer parque eólico Offshore en el año 1991 en Dinamarca, muestran que a partir del año 2001 se produce un incremento de la potencia media instalada en los parques. En la primera década del siglo XXI se observa que ha habido años con instalación de potencia media en parques marinos de más de 80 MW (años 2002 y 2005), y años con potencia media mayor de 60 MW (años 2003, 2007, 2008 y 2009). La tendencia desde el 2010 hasta el año 2012, indica a un incremento de la potencia media instalada en MW en el entorno de entre 150 y hasta los 280 MW en 2012 por parque eólico Offshore. Existen parques Offshore planificados con potencia media superior a los 500 MW (ver Figura 3.34.).

FIG. 26: AVERAGE SIZE OF OFFSHORE WIND FARM PROJECTS.

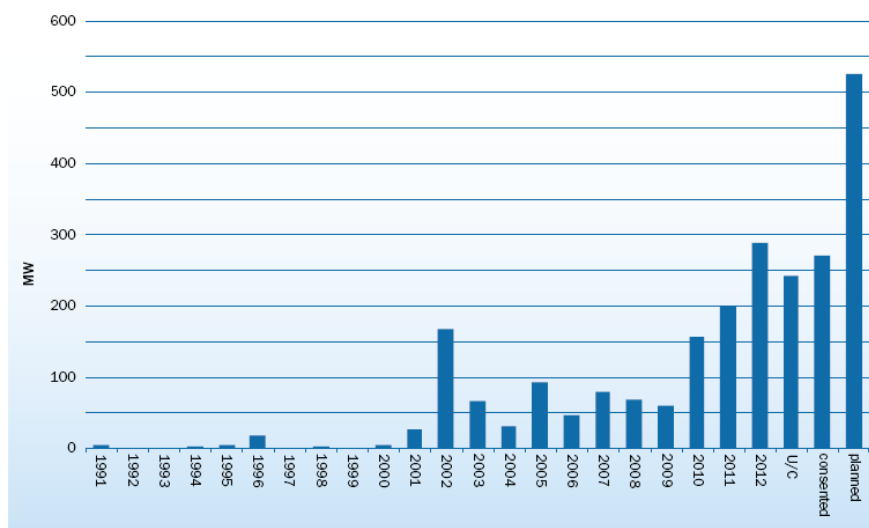


Figura 3.34 Datos de la evolución de la potencia media (en MW) instalada en los parques eólicos de aerogeneradores Offshore (Datos desde 1991 hasta 2012) (Fuente: EWEA, 2013).

- Potencia media de un aerogenerador Offshore (en MW): los datos disponibles a nivel mundial en cuanto a potencia media de aerogeneradores Offshore instalados en parques eólicos marinos desde el año 1991 hasta el año 2012 se muestran en la Figura 3.35. En los primeros parques Offshore la potencia media fue de 0,5 MW por aerogenerador. Se constata un salto cuantitativo en el tamaño medio en cuanto a potencia del aerogenerador Offshore instalado a partir del año 2000, donde la potencia media está en los 2 MW: esta tendencia se mantiene durante el periodo 2000-2002. A partir del año 2003 y posteriores se verifica un incremento constante de la potencia media por aerogenerador hasta llegar al entorno de los 2,8 - 3 MW de los años 2005 al 2010. En el año 2012 la potencia media del aerogenerador Offshore instalado fue de 4 MW (EWEA, 2013)

FIG. 25: AVERAGE OFFSHORE WIND TURBINE RATED CAPACITY.

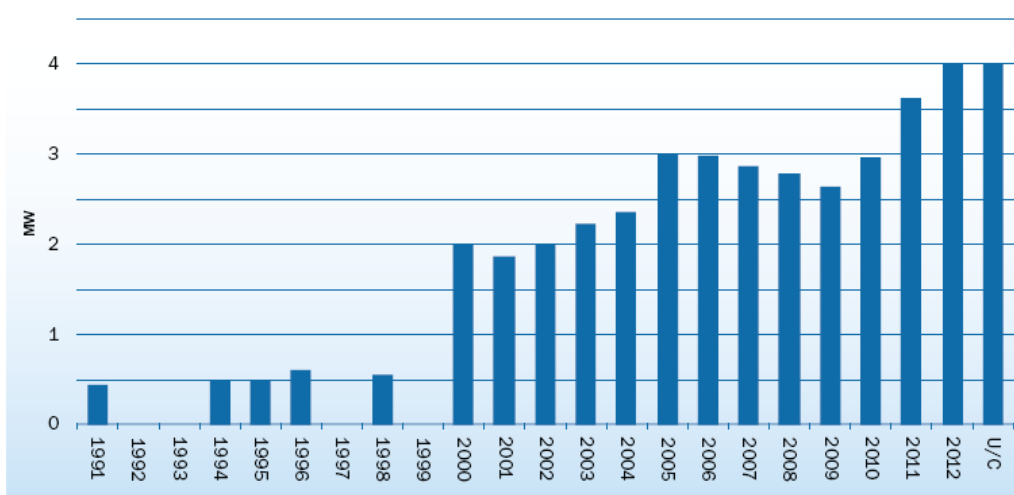


Figura 3.35. Datos de la evolución de la potencia media por aerogenerador Offshore (en MW) instalada en los parques eólicos marinos en el periodo desde 1991 hasta 2012 (Fuente: EWEA).

- Profundidad media de las aguas de instalación de los parques eólicos Offshore (en metros): los datos disponibles a nivel mundial en cuanto a profundidad media de las aguas donde se han instalado aerogeneradores Offshore en parques eólicos marinos desde el año 1991 hasta el año 2012 se

muestran en la Figura 3.36. En los primeros parques Offshore la profundidad media de las aguas (desde el año 1991 y hasta el año 2005) era inferior o igual a los 10 metros. En los años desde el 2006 al 2010, ha habido una tendencia al incremento de la profundidad media de las aguas, con profundidades ligeramente superiores a los 20 metros. En el año 2012 la profundidad media de las aguas de los parques instalados fue de 22 metros y la distancia media a la costa fue de 29 kilómetros. En la Figura 3.36. se indican los valores individuales de profundidad de las aguas (en metros) de los diferentes parques instalados en operación, así como los que están en construcción en 2013 y los que tienen permisos previstos para construir. Se informa por parte de EWEA que existen parques Offshore proyectados con profundidades de hasta 215 metros y otros parques con distancias a la costa de hasta 200 kilómetros (EWEA, 2013).

FIG. 27: AVERAGE WATER DEPTH AND DISTANCE TO SHORE OF ONLINE, UNDER CONSTRUCTION AND CONSENTED WIND FARMS.

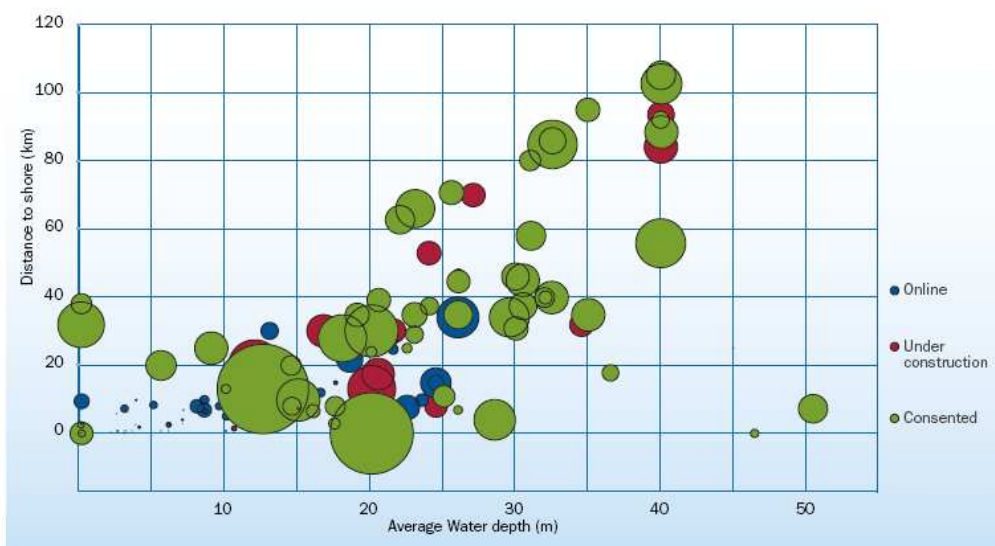


Figura 3.36. Datos de la evolución de la profundidad media de las aguas (en m) y distancia media a la costa (Km.) en los parques eólicos marinos instalados en el periodo desde 1991 hasta 2012 (Fuente: EWEA).

- Distancia a la costa (en Km) de los parques eólicos Offshore instalados: los datos disponibles a nivel mundial en cuanto a distancia media a la costa de parques eólicos marinos instalados con aerogeneradores Offshore desde el año 1991 hasta el año 2012 y en construcción en el año 2012 se muestran en la Figura 3.36. (EWEA). En los primeros parques Offshore la distancia media a la costa en Km. (desde el año 1991 y hasta el año 2001) era inferior a los 5 km. En los años desde el 2002 al 2006, se observa una ligera tendencia al incremento de la distancia media a la costa hasta el rango de los 10 Km. (años 2002 y 2005) manteniéndose también instalaciones a unos 5 Km. de la costa como media en algunos años (años 2003, 2004 y 2006). A partir del año 2007 y hasta el 2009 la distancia media a la costa en la instalación está entre los 10 y los 15 Km., destacando el año 2010 (datos estimados al encontrarse los parques en construcción) con distancias medias a la costa 30 km. En cuanto a los datos disponibles en cuanto a distancia a la costa de los parques eólicos marinos instalados con aerogeneradores Offshore desde el año 1991 hasta el año 2012 se muestran en la Figura 3.36. (EWEA). Se observa que todos los parques marinos se han instalado a menos de 40 Km. de la costa. La tendencia para los nuevos parques marinos en construcción es desde los 40 Km. hasta los 100 km.

En el año 2012 los parques Offshore instalados en Europa presentaron, en el caso de Alemania parques a casi 100 kilómetros de la costa (ver Figura 3.37.)

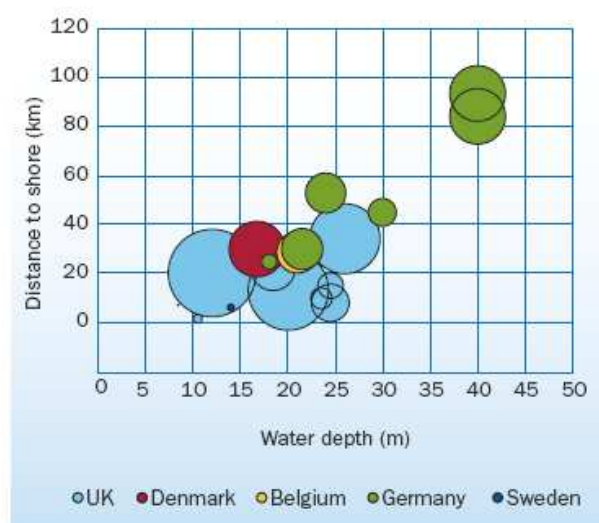


Figura 3.37. Datos de la distancia a la costa (en Km.) de los parques eólicos marinos instalados en 2012 (Fuente: EWEA).

- Tipo de cimentaciones por medio de plataformas de aerogeneradores Offshore:** los datos disponibles a nivel mundial en cuanto a tipos y porcentaje de cada tipo de plataformas marinas instaladas en los parques eólicos marinos con aerogeneradores Offshore en el año 2012 se muestran en la Figura 3.38. (EWEA, 2013). Se constata un predominio mayoritario del sistema mono-pilote (73 % del total instalado con 355 unidades), seguido por el tipo de plataforma *Jacket* o estructura metálica de celosía (13 % del total instalado con 61 unidades), en tercer lugar se sitúa el tipo de plataforma trípode (6 % del total del total instalado con 29 unidades), el tipo de plataforma tripilote (5 % del total del total instalado con 24 unidades), y finalmente el tipo de plataforma de base de gravedad (3 % del total del total instalado con 16 unidades). La relación entre profundidad de las aguas del parque marino y el tipo de plataforma utilizada es directa ya que las plataformas del tipo mono-pilote, de base de gravedad y de tipo trípode son adecuadas para profundidades bajas y medias de las aguas (< 60 metros).

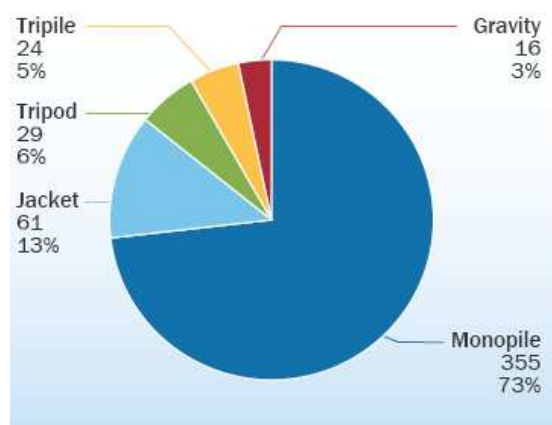


Figura 3.38. Datos del reparto (en porcentaje sobre el total instalado y en nº de unidades) del tipo de plataforma marina utilizada en la instalación de los parques eólicos marinos instalados en año 2012 (Fuente: EWEA).

En lo que respecta a la evolución del tipo de plataforma marina utilizada en los últimos 10 años en la instalación de los parques eólicos Offshore, en la Figura 3.39. se indican los datos obtenidos por EWEA para Europa hasta el año 2012.

En el año 2000 los tipos de plataformas utilizados son del tipo mono-pilote (65% del total instalado) y del tipo de base de gravedad (35% del total instalado).

En el año 2005 se presenta una evolución en cuanto a tipos de plataformas marinas utilizadas: el tipo de plataformas mono-pilote se utilizó en un 44,4% del total de parques instalados; el tipo de plataforma de base de gravedad se utilizó en un 31,7% del total instalado; el tipo de plataforma de estructura metálica de celosía (*Jacket*) se utilizó en un 22,5% del total instalado; del 1,4% restante no hay datos. Los datos para el año 2005 por lo tanto indican un nuevo entrante en cuanto a tipo de plataformas utilizadas en aguas poco profundas y de profundidades medias (plataforma de estructura metálica de celosía *Jacket*). En el año 2009 se observa una nueva evolución en cuanto a tipos de plataformas marinas utilizadas: el tipo de plataformas mono-pilote vuelve a incrementar su porcentaje y se utilizó en un 62,5% del total de parques instalados; el tipo de plataforma de base de gravedad se utilizó en un 23,1% del total instalado; el tipo de plataforma de estructura metálica de celosía (*Jacket*) se utilizó en un 2% del total instalado; el tipo de plataforma de trípode se utilizó en un 0,8% del total instalado; el tipo de plataforma flotante se utilizó en un 0,8% del total instalado. Del 0,7% restante no hay datos disponibles. Los datos por lo tanto indican que el tipo de plataforma mono-pilote sigue siendo la predominante, con las de base de gravedad y plataforma de estructura metálica de celosía (*Jacket*), acumulando entre las tres un 90,3% del total de plataformas instaladas en el año 2009. Las plataformas flotantes, con un 0,8% del total instalado en el año 2009, son testimoniales en cuanto a número de unidades debido a que por su configuración están diseñadas para aguas profundas, y este tipo de parques marinos son los que según EWEA se van a instalar en mayor número en los próximos años. En la Figura 3.40. se presentan los datos acumulados de tipos de plataformas utilizados hasta el año 2012, donde predomina de forma mayoritaria el sistema mono-pilote (74 % del total instalado con 1376 unidades), seguido por el tipo de plataforma de base de gravedad (16 % del total del total instalado con 302 unidades), el tipo de plataforma *Jacket* o estructura metálica de celosía (5 % del total instalado con 91 unidades), el tipo de plataforma tripilote (3 % del total del total instalado con 47 unidades), el tipo de plataforma trípode (2 % del total del total instalado con 29 unidades) y finalmente el tipo de plataforma flotante (con menos del 1 % del total del total instalado con 4 unidades).

SHARE OF SUBSTRUCTURE TYPES FOR ONSHORE WIND FARMS END 2000, END 2005 AND END 2009

FIGURE 4.2

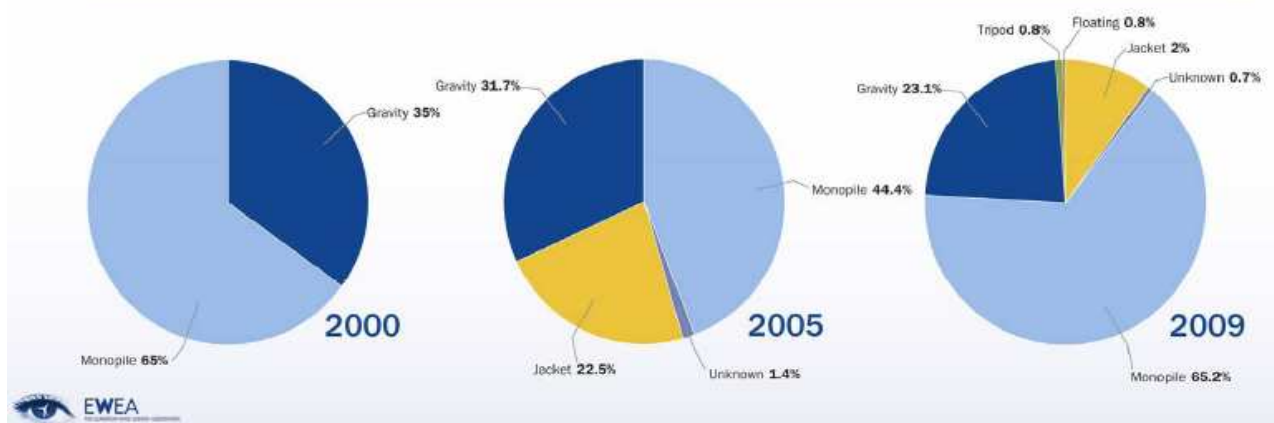


Figura 3.39. Datos del reparto (en porcentaje sobre el total instalado anual) del tipo de plataforma marina utilizada en la instalación de los parques eólicos marinos instalados en los años 2000, 2005 y 2009 (Fuente: EWEA).

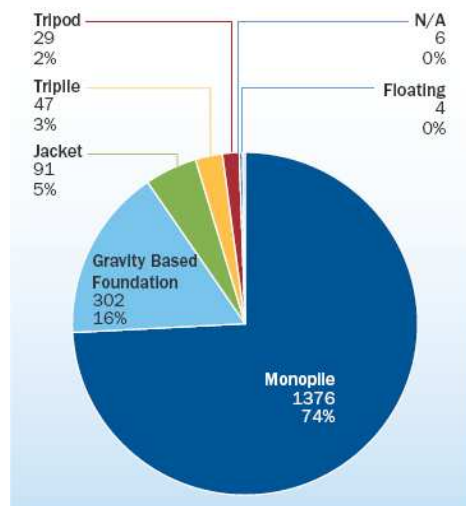


Figura 3.40. Datos del reparto acumulado (en porcentaje y en n° de unidades sobre el total instalado anual) del tipo de plataforma marina utilizada en la instalación de los parques eólicos marinos instalados en los años 2000, 2005 y 2009 (Fuente: EWEA, 2013).

Un aspecto fundamental para poder disponer de una visión completa del mercado de aerogeneradores Offshore y posicionar las tendencias hasta el presente, tanto en cuanto a diseño de aerogeneradores Offshore como a las instalaciones en el mar, es preciso recapitular la situación hasta el año 2012 de los parques eólicos marinos instalados globalmente. En el siguiente apartado se describe la tipología de los parques eólicos marinos, los parques actualmente en operación, los que están en fase de construcción y los previstos a instalar a lo largo del año 2013.

Parques eólicos marinos Offshore.

En lo relativo a la instalación de los aerogeneradores Offshore en parques y emplazamientos marinos, la tipología de los emplazamientos viene determinada por el entorno medioambiental de la instalación. Los parques eólicos Offshore se pueden agrupar básicamente en función de las condiciones de ubicación de la instalación en el entorno marino y pueden ser de los tipos siguientes (EWEA, AWEA y The Wind Power):

- **Parques en la costa o en su proximidad (*Near shore Offshore Wind Farms*):** se trata de parques situados a pie de costa (en instalaciones portuarias o en la misma costa a escasos metros del mar) o bien situados en bahías, estuarios o fiordos marinos (en este caso las plataformas del aerogenerador se encuentran ancladas al fondo marino a una distancia de unos cientos de metros de la costa). Las condiciones medioambientales de estos emplazamientos son marinas pero no son las del entorno de emplazamientos en mar abierto.
- **Parques en mar abierto:** estos parques eólicos Offshore se ubican en emplazamientos marinos fuera de la zona costera y en distancias a la misma que pueden variar desde 1 km hasta varias decenas de kilómetros mar adentro. El tipo de parque eólico Offshore y el tipo de plataforma marina a utilizar en estos casos está condicionado por la profundidad de las aguas del emplazamiento marino:
 - Profundidades hasta 20 metros (aguas poco profundas).
 - Profundidades desde 20 metros hasta 60 metros (profundidades medias y altas).
 - Profundidades a partir de 60 metros (gran profundidad).

Respecto a la instalación de parques eólicos Offshore se indican a continuación los datos disponibles hasta 2012 (Fuente: The Wind Power: http://www.thewindpower.net/index_windfarms_en.php ; EWEA; AWEA).

- **Parques eólicos Offshore en operación:** actualmente, según los datos consultados en las fuentes de la investigación, existen 59 parques Offshore en operación desde el inicio en el año 1991 del primer parque hasta el año 2012. La localización geográfica de los mismos es la siguiente (GWEC, 2013; EWEA, 2013):

- Europa: 55 parques Offshore (incluye parques en la costa y en mar abierto). Los emplazamientos están principalmente en el norte de Europa.
- Asia:
 - China: 2 parques Offshore instalados con aerogeneradores de los fabricantes Sinovel (34 unidades del Modelo de 3 MW SL3000/90) y Goldwind (1 unidad de 1,5 MW de potencia).
 - Japón: 2 parques Offshore instalados con aerogeneradores del fabricante Vestas (2 unidades de 1,2 MW de potencia) y otro parque con 1 unidad de 2 MW de potencia.
- Parques eólicos Offshore en fase de estudio, planificación y de construcción: hasta el año 2013 se encuentran en operación, en fase de construcción e instalación, en fase de aprobación y en fase de planificación del orden de 949 proyectos de parques eólicos Offshore en todo el mundo, con una potencia acumulada potencial de 282,6 GW (The Wind Power: http://www.thewindpower.net/windfarms_offshore_en.php).

Energía eólica Offshore en España.

Los datos de recursos eólicos publicados para España en emplazamientos marinos situados a más de 10 Km de la costa se indican en la Figura 3.41. (EEA) los valores se muestran clasificados en función de la escala de alturas sobre el nivel del mar a las que se ha realizado la medición y se muestran los datos de la velocidad del viento (m/s) y la potencia del viento en Wm². Las zonas con mayor posibilidad de recurso eólico son las costas el noroeste de la península ibérica y el norte de Cataluña (potencias de viento entre 350 y 600 Wm²). El resto de áreas presentan un recurso eólico marino con valores intermedios (potencias de viento entre 250 y 300 Wm²).

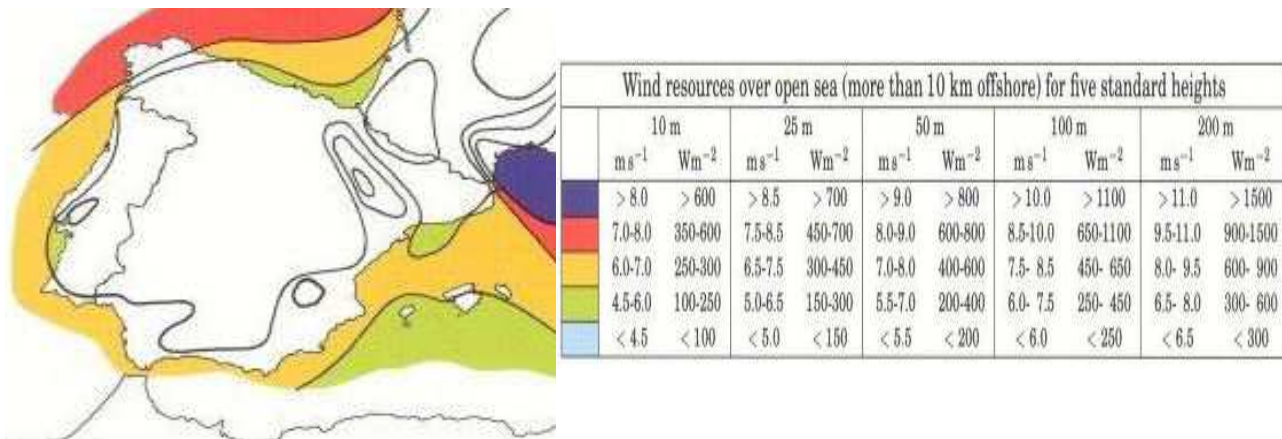


Figura 3.41. Mapa de recurso eólico marino en las costas de España y Portugal (Datos de velocidad de viento en m/s, de potencia en Wm² y diferentes alturas sobre el nivel del mar) (Fuente: EEA)

Un factor relevante en el aspecto de los recursos eólicos es la altura sobre el nivel del mar a la que se han llevado a cabo las mediciones ya que este aspecto influye en la selección del tipo y potencia del aerogenerador Offshore a instalar.

En España se ha publicado el 16 de abril del año 2009 por parte de los Ministerios de Industria y Medio Ambiente el mapa eólico marino (IDAE), el cual permitirá iniciar el procedimiento de autorizaciones de parques eólicos marinos previsto en el real decreto N° RD 1028/2007. El mapa eólico marino presenta la zonificación de las áreas marinas en las que se puede autorizar la instalación de aerogeneradores y parques eólicos Offshore. Tal y como se indica en el mapa de la Figura 3.42. las áreas marinas del litoral costero en España se han clasificado en tres zonas delimitadas en función del tipo de autorización requerido:

- Zonas de exclusión: no aptas para la instalación de parques eólicos Offshore.
- Zonas con condicionantes: aptas con condiciones medioambientales para la instalación de parques eólicos Offshore.

- Zonas aptas: aptas para la instalación de parques eólicos Offshore.

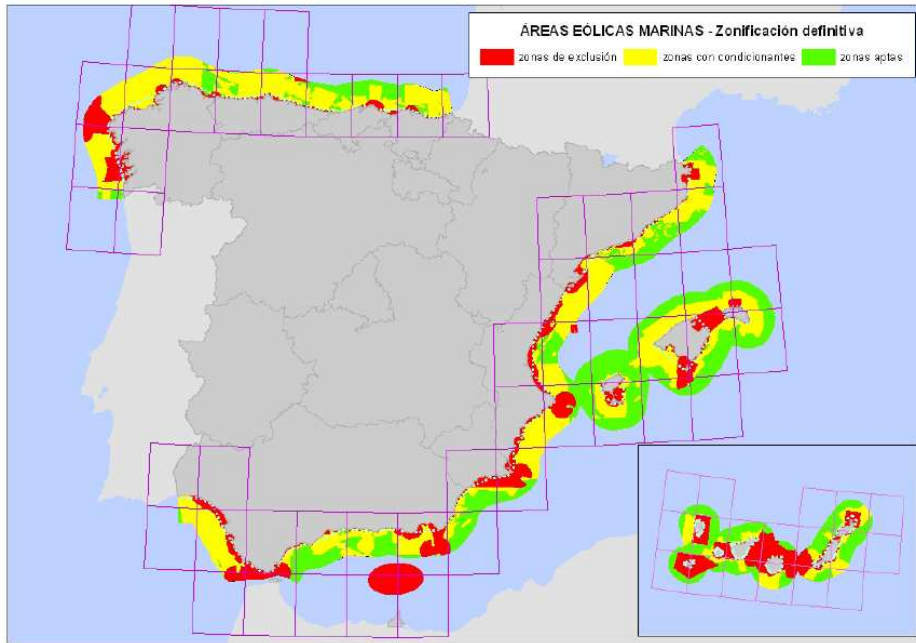


Figura 3.42. Mapa eólico marino con la relación de áreas eólicas marinas y su clasificación para la instalación de parques eólicos marinos en las zonas costeras de España. Datos hasta 2010 (Fuente: Ministerio de Industria del Gobierno de España)

En cuanto a la energía eólica Offshore en España los datos de recursos eólicos publicados para España en emplazamientos marinos situados a más de 10 Km de la costa se indican en la Figura 3.43. y serán los considerados preliminarmente hasta realizar estudios de detalle en los emplazamientos marinos específicos: los valores se muestran clasificados en función de la escala de alturas sobre el nivel del mar a las que se ha realizado la medición y se muestran los datos de la velocidad del viento (m/s) y la potencia del viento en Wm^2 .

Las zonas con mayor posibilidad de recurso eólico son las costas el noroeste de la península ibérica y el norte de Cataluña (potencias de viento entre 350 y 600 Wm^2). El resto de áreas presentan un recurso eólico marino con valores intermedios (potencias de viento entre 250 y 300 Wm^2).

MAPA EÓLICO DE ESPAÑA

Densidad de Potencia Media Anual a 80 m de altura



Figura 3.43. Mapa de recurso eólico: densidad de potencia del viento (W/m^2) en media anual a 80 m de altura sobre el suelo en España (Fuente: Ministerio de Industria e IDAE).

En España, aunque los datos de parques eólicos Offshore planificados no han superado la fase inicial de autorizaciones oficiales, se han cursado al Ministerio de Industria solicitudes de instalación de parques eólicos Offshore por un total de 4965 MW. En la actualidad están pendientes de tramitación administrativa y no están iniciadas las fases preliminares anteriores al inicio de los proyectos, debido a un tema de autorizaciones administrativas. Ver el mapa de la Figura 3.44. con las ubicaciones geográficas en el litoral español de los emplazamientos marinos para parques eólicos Offshore solicitados en España hasta el año 2012.

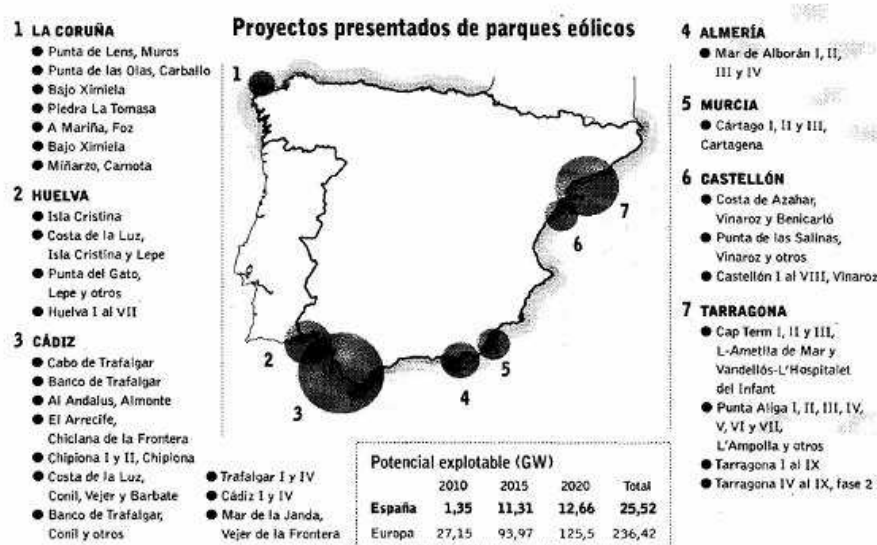


Figura 3.44. Relación de proyectos de instalación de parques eólicos marinos en las zonas costeras de España presentados para su aprobación por el Ministerio de Industria. Datos hasta 2010 (Fuente: Ministerio de Industria del Gobierno de España).

3.2.5. Nuevos desarrollos de productos.

En el presente sub-apartado se procede a la exposición de los nuevos desarrollos identificados en la actualidad en lo referido a las tecnologías de aerogeneradores Offshore, nuevos proyectos de desarrollo de producto y de integración de producto llevados a cabo tanto por entes públicos como por centros de investigación privados, nuevas tendencias de producto en función de la demanda del mercado y de los clientes finales.

3.2.5.1. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore.

El sub-sector de la energía eólica Offshore se encuentra inmerso actualmente a nivel mundial, tanto por parte de los fabricantes de aerogeneradores Offshore como por parte de organismos públicos, privados y plataformas de investigación creadas “*ad hoc*”, en un proceso de nuevos desarrollos tecnológicos de gran envergadura en las siguientes áreas (TU Delft, 2011; Wilkes J., Moccia J., Fichaux N. et al., 2010; Azhau S., Casey Z., 2011; EWEA, 2013):

- Desarrollo de producto de nuevos aerogeneradores Offshore: potencias desde 5 a 10 MW y mayores de 10 MW.
- Desarrollo de diferentes tipos de plataformas marinas flotantes: para su aplicación con los nuevos diseños de aerogeneradores Offshore y para su implantación en emplazamientos marinos de aguas profundas (más de 60 metros) y a varios kilómetros de la costa en mar abierto.
- Desarrollo de nuevos sistemas de conexiones de red desde las plataformas marinas de transformación hasta la zona costera.
- Procesos de instalación de los parques eólicos Offshore: logística de transporte de componentes, estandarización de procesos de montaje en el mar tanto de las plataformas como del aerogenerador, reducción de tiempos de montaje y de costes de instalación.

En el entorno internacional, especialmente entre los países de la Unión Europea, se están llevando a cabo diferentes proyectos con el fin de impulsar el desarrollo de la energía eólica Offshore y facilitar su implantación de forma continuada en los próximos años. Con estas iniciativas y sus correspondientes proyectos de desarrollo se pretende de esta forma poder cumplir los objetivos medioambientales establecidos para el año 2020, de generación del 20% de la energía primaria por medios renovables.

Los principales proyectos internacionales lanzados hasta el año 2012 en relación a la energía eólica Offshore se enumeran a continuación:

- WINDSKILL: es una red europea de conocimiento de la energía eólica. Se trata de un proyecto europeo con cinco socios formales y cuatro socios consultivos, con el objetivo de establecer y crear una red de conocimiento, proporcionar un estándar de cualificación industrial europeo en cuanto a conocimientos operativos y potenciar el capital de conocimiento del sector de la energía eólica.
- INNWIND (Innovación en energía eólica): las compañías holandesas de investigación ECN, WMC y TUDelft se han asociado para aunar recursos con objeto de desarrollar el conocimiento necesario y las herramientas para el diseño de aerogeneradores de aplicación Offshore de gran potencia.
- UPWIND (www.upwind.eu): es un proyecto a nivel europeo con 38 participantes los cuales están analizando la energía eólica del futuro en el área de los grandes aerogeneradores de aplicación Onshore y Offshore. El proyecto cuenta con financiación europea y tiene una duración desde el año 2006 al año 2011. El proyecto UPWIND investiga la generación eólica del futuro y el diseño de aerogeneradores de gran potencia (8-10MW) que se instalarán en parques eólicos de varios centenares de MW, tanto Onshore como Offshore. Este proyecto de I+D+I de energía eólica ha sido aprobado en el 6º Programa Marco de la UE. Este proyecto combina los recursos de más de 40 fabricantes de aerogeneradores y componentes, universidades y otras organizaciones de investigación. Las áreas críticas en las que se trabaja son: análisis aerodinámico, aeroelástico, estructural y material del rotor, análisis crítico de los componentes del tren de potencia y análisis de las estructuras (para aplicaciones offshore), desarrollo y validación de modelos de los

principales componentes de los aerogeneradores, los cuales son necesarios por parte de los fabricantes para poder acometer los proyectos de grandes parques eólicos Offshore (de varios cientos de MW de potencia). El presupuesto es de 22,62 MM€ (2006-2011), de los cuales 14,57 MM€ son aportados por la UE.

- WE@SEA (*Wind Energy at Sea*): es un consorcio con un programa de trabajo de más de 30 socios holandeses con el objetivo de desarrollar una base estructural de negocios a largo plazo en Holanda, con el propósito de preparar, diseñar, construir, operar, realizar mantenimiento y desmantelar los parques eólicos Offshore.
- POWER: proyecto con el objetivo de promoción de la energía eólica Offshore en las regiones europeas. Este proyecto aglutina las regiones del norte de Europa con el interés de dar soporte y destacar los potenciales a nivel económico y tecnológico de la energía eólica Offshore. El proyecto asesora en los aspectos medioambientales y de planificación así como en los aspectos de aceptación social de los parques eólicos Offshore, proporciona soporte en el desarrollo de una cadena de suministro eficaz para el sector, y elabora medidas de desarrollo del conocimiento. En el proyecto participan 37 organizaciones con representantes de Alemania, Reino Unido, Dinamarca, Holanda y Bélgica.
- DOWNWIND (*Distant Offshore Windfarms with No Visual Impact In Deepwater*): el objetivo del proyecto es llevar a cabo los pasos necesarios para avanzar en las técnicas, las tecnologías y los procesos necesarios para facilitar el desarrollo de parques eólicos de gran capacidad y potencia en emplazamientos de aguas profundas.
- DOWEC (*Dutch Offshore Wind Energy Converter*): es un proyecto de cooperación realizado en Holanda entre 6 socios holandeses con objeto de llevar a cabo tareas científicas fundamentales en el área de energía eólica Offshore y en el desarrollo industrial de las mismas. Con ello se trata de llevar a cabo una evaluación técnica y un desarrollo de los conceptos de aerogeneradores Offshore de gran tamaño (en el entorno de los 6 MW de potencia).
- COD (*Concerted Action for Offshore Wind Energy Development*): es un proyecto con el objeto de acelerar el despliegue de forma responsable de la energía eólica Offshore en la Unión Europea por medio de la identificación y la posible eliminación en las fases iniciales de las barreras no técnicas al desarrollo de la misma. Estas barreras no técnicas pueden ser de origen legal, administrativo, políticas, medioambientales o de infraestructuras necesarias. El medio de trabajo implica la coordinación entre las agencias de energía de los diferentes países con costas dentro de Europa.
- CA-OWEE (*Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe*): es una iniciativa de recopilación de información a nivel europeo llevada a cabo entre los años 1999 al 2001 por 17 organizaciones de 13 países activos en el desarrollo de la energía eólica Offshore. Los resultados, plasmados mediante un informe, están disponibles en la página web. El trabajo realizado ha sido financiado por la Comisión europea.

Los principales proyectos lanzados en España hasta el año 2012 en relación a la energía eólica Offshore se enumeran a continuación:

En mayo de 2009 el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino aprobó el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español, un estudio que determina las zonas de dominio público marítimo terrestre que, a efectos del medio ambiente, reúnen las condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos. Se ha establecido una clasificación en zonas aptas, zonas con condiciones ambientales y zonas de exclusión.

En España se están financiando, desde los Ministerios de Ciencia e Innovación y de Industria, Turismo y Comercio, varios proyectos de investigación, desarrollo e innovación (I+D+I) con el objetivo de desarrollar estructuras flotantes adaptadas para la instalación de turbinas eólicas en entornos marítimos de alta profundidad, como es el caso de la costa española. Los proyectos actuales desarrollados en España (hasta el año 2012) en relación a la tecnología de aerogeneradores Offshore y de las plataformas marinas se mencionan a continuación:

- REOLTEC (Red científico Tecnológica del sector eólico español: <http://www.reoltec.net/>): Desde

Julio de 2005, esta plataforma tecnológica tiene como reto la integración y coordinación de las diferentes acciones de investigación, desarrollo e innovación que respondan a necesidades del sector eólico español. Para cumplir con su objetivo de juntar fuerzas de análisis como la innovación, la participación en REOLTEC es libre. Como estructura abierta, REOLTEC cuenta con miembros del ámbito académico, empresarial, administrativo o de los centros tecnológicos. La metodología empleada incluye la identificación de las prioridades de I+D+I del sector, la implementación y el seguimiento de líneas de trabajo y la difusión de trabajos y resultados alcanzados. REOLTEC es además uno de los escaparates a nivel mundial de una industria española líder en su sector. En España en la Plataforma REOLTEC se han llevado a cabo avances en el desarrollo de la tecnología de aerogeneradores Offshore con objeto de acelerar el desarrollo de esta tecnología.

- Proyecto MARINA PLATFORM (Marine Renewable Integrated Application Platform; <http://www.marina-platform.info>): este proyecto está dotado con un presupuesto total de 12,8 millones de euros y está co-financiado adicionalmente por la Comisión Europea al amparo del 7º Programa Marco (7PM) de Investigación con una subvención de 8,7 millones de euros. Está liderado por la empresa Acciona Energía. El proyecto tiene como objetivo capitalizar la experiencia y unificar los conocimientos que se adquieren en el Mar del Norte con los proyectos Offshore con el objetivo de crear una base de datos que pueda ser aprovechable para la industria de la energía eólica marina en España. Hasta junio de 2014, cuando se prevé su finalización, el consorcio creado en torno al proyecto MARINA PLATFORM analizará multitud de aspectos orientados a aprovechar el previsible despegue de la energía eólica Offshore, con objeto de impulsar su integración con otras tecnologías renovables marinas (olas y corrientes) en plataformas situadas en aguas profundas (superiores a 40 metros) y a varias decenas de kilómetros de la costa. Ello permitiría incrementar sustancialmente el potencial utilizable de energías renovables en el mar y, paralelamente, generar sinergias entre las diferentes tecnologías que abaratasen costes y favorecieran su viabilidad económica e implantación sistemática.
- Proyecto CENIT EOLIA: proyecto iniciado en 2007, subvencionado por el Ministerio de Industria y liderado por Acciona Energía con el objetivo de desarrollar las tecnologías que permitan la implantación de parques eólicos Offshore en aguas profundas (más de 40 m). Los subproyectos y áreas de trabajo que se están desarrollando en el proyecto CENIT-EOLIA son los siguientes:
 - 1 Especificaciones Generales y Asignación de Objetivos
 - 2 Tecnologías para Cimentaciones Offshore para aguas profundas
 - 3 Tecnologías de Evacuación Eléctrica
 - 4 Nuevos Conceptos para Estructuras Flotantes para OWEC
 - 5 Equipos Navales para trabajos Offshore en Aguas Profundas
 - 6 Nuevos Conceptos de OWEC
 - 7 Metodologías de Evaluación de Emplazamientos Offshore
 - 8 Metodologías de Operación y Mantenimiento Offshore
 - 9 Acuicultura mediante Parques Offshore
 - 10 Desalinización Offshore
- Proyecto Singular Estratégico EMERGE: proyecto aprobado en 2009 y liderado por Iberdrola Renovables. Su objetivo es el desarrollo de soluciones técnicas de los aerogeneradores para su aplicación marina, la ingeniería eléctrica adaptada a la aplicación Offshore y el desarrollo de las plataformas flotantes entre los principales proyectos. El proyecto durará hasta el año 2012 y debería culminar con un parque eólico offshore experimental.
- Proyecto CENIT OCEAN LIDER (<http://www.oceanlider.org/>): el proyecto fue autorizado a finales del año 2009 y está liderado por la empresa Iberdrola Ingeniería y Construcción. Este proyecto tiene un enfoque muy amplio dado que busca soluciones innovadoras para el conjunto de las energías renovables marinas, no solo la aplicación de aerogeneradores Offshore, sino incluyendo también la energía de las olas y de las corrientes.
- AZIMUT: Once empresas españolas y 22 centros de investigación, especializados en tecnologías para la energía eólica marina (Offshore), se unen en el proyecto AZIMUT para desarrollar un aerogenerador marino de 15 MW con tecnología 100% española, (empresas participantes: Gamesa Alstom Wind, Acciona Windpower, Iberdrola Renovables y Acciona Energía, Técnicas Reunidas, Ingeteam, Ingeciber, Imatia, Tecnitest Ingenieros y DIgSILENT Ibérica). El proyecto

AZIMUT, aprobado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) del Ministerio de Ciencia e Innovación, en el marco de la sexta convocatoria de ayudas a la I+D+I del Programa CENIT (Consortios Estratégicos Nacionales en Investigación Técnica), requerirá una inversión total de 25 millones de euros en los próximos cuatro años, cofinanciado por las compañías participantes.

La iniciativa, cuya culminación se estima en 2013, pretende sentar las bases tecnológicas para el desarrollo posterior de un aerogenerador Offshore de gran tamaño, previsto para 2020. Se han establecido como objetivos preliminares conseguir una potencia unitaria de 15 MW, así como superar las barreras técnicas y económicas que limitan en la actualidad el despliegue de la energía eólica marina. Entre estas, destacan la disponibilidad, las cimentaciones y la evacuación de energía a tierra, con el fin de acercar el coste de la energía eólica marina al de los emplazamientos en tierra. Las áreas tecnológicas en las que se centrará el proyecto y la contribución de cada una de las empresas participantes es la siguiente: Gamesa liderará la captura de energía eólica marina, Acciona Windpower se centrará en las tecnologías de conversión de la energía eléctrica, Alstom Wind, en las de estructuras y subestructuras marinas; Acciona Energía, en las de construcción, operación y mantenimiento en enclaves Offshore; e Iberdrola Renovables, en la integración de la eólica Offshore en el sistema eléctrico.

- ZEFIR Test Station: es un proyecto de construcción de una planta de investigación internacional para el ensayo de aerogeneradores marinos en aguas profundas. El Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC: *Institut de Recerca en Energía de Catalunya*) ha firmado un acuerdo marco de colaboración con las empresas Iberdrola Renovables, Enel Green Power España, Alstom, Acciona, FCC, Prysmian, EDP Renovables, Gas Natural Fenosa, Gamesa, Siemens y Comsa Emte para el desarrollo y la instalación de una planta de I+D+I internacional de ensayos de energía eólica marina llamada "*ZEFIR Test Station*". El objetivo del acuerdo suscrito es mostrar el apoyo de la industria al proyecto eólico, establecer un marco de referencia común para la colaboración en el desarrollo y construcción de la planta de ensayos, que IREC está impulsando en las costas de Cataluña y actuar como un instrumento operativo para canalizar las acciones específicas de cada una de las empresas involucradas en el desarrollo del proyecto. ZEFIR Test Station (ver Figura 3.45.) será una planta de investigación internacional para el ensayo de aerogeneradores marinos en aguas profundas que se desarrollará en dos fases:
 - Primera Fase: consistirá en la instalación de un máximo de 4 aerogeneradores entre 10 y 20 MW de potencia con plataformas ancladas al fondo del mar (profundidades en torno a los 35 metros) a unos 3,5 kilómetros de la costa. En esta primera fase, el proceso de tramitación compete al gobierno de la Generalitat de Cataluña. Actualmente se están realizando los estudios medioambientales, previos a la tramitación, en la zona de aguas interiores, en la línea recta definida entre los vértices del Delta del Ebro y el cabo de Salou. Se estima que la primera fase de ZEFIR podría tener aerogeneradores en funcionamiento en el año 2012.
 - Segunda Fase: contará con un máximo de 8 aerogeneradores con plataformas flotantes (en aguas con unos 100 metros de profundidad) que se instalarán a unos 20 kilómetros de la costa y que sumarán una potencia máxima de 50 MW. En esta primera fase, el proceso de tramitación compete al gobierno de la Generalitat de Cataluña.

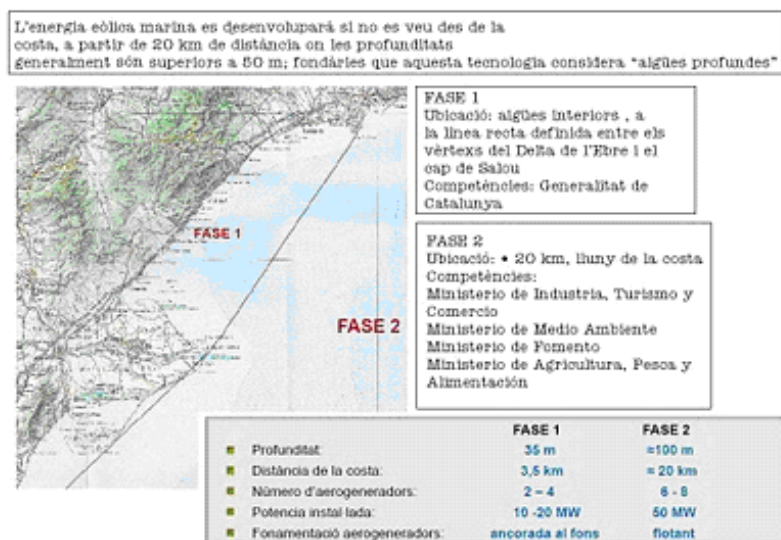


Figura 3.45. Mapa de ubicación de las fases del proyecto ZEFIR de construcción de una plataforma Offshore de ensayos promovido por IREC (Institut de Recerca en Energía de Catalunya) (Fuente: IREC).

En España a nivel de comunidades autónomas, y adicionalmente al proyecto ZEFIR mencionado anteriormente, cabe señalar el proyecto de energía renovable eólica Offshore actualmente en fase de desarrollo por parte de la comunidad autónoma de Cantabria y el apoyo en el lanzamiento iniciativas con el fin de crear áreas de demostración y de ensayos en esta tecnología.

- Cantabria: el Centro Técnico de Componentes (Grupo Sodercan) dispone ya de dos torres de medición con cimentaciones flotantes y está preparando dos áreas de ensayo frente a Santoña y Ubiarco. En la comunidad de Cantabria se está desarrollando desde 2010 los siguientes proyectos de demostración de parque eólico Offshore, cuyas características se citan a continuación:

Área de Santoña

Superficie: 0,24 km²

Profundidad: 48-55 m

Potencia disponible: 2 MW

Componentes: Transformador sumergido/ Cable submarino / Estación en tierra /Conexión a la red / Centro Experimental para energía del oleaje / Sistema de observación ambiental / Oleaje, corrientes, etc.

Área de Ubiarco

Superficie: 4.800 Ha

Profundidad media: 150 m

Componentes: Varias conexiones submarinas / Cables submarinos /Subestación en tierra / Conexión a la red/ Sistema de observación / Sistemas de energía del oleaje / Turbinas eólicas Offshore fijas o flotantes.

Para poder iniciar su desarrollo en España, la energía eólica marina (Offshore) debe superar todavía una serie de barreras técnicas y políticas, algunas de las cuales son las siguientes:

- La “marinización” (adaptación a las condiciones de funcionamiento en ambiente marino) de los aerogeneradores y de los equipos de montaje y mantenimiento de los parques eólicos marinos.
- La incorporación de las futuras necesidades de evacuación de energía en la planificación de REE (Red Eléctrica Española).
- La fuerte oposición pública y la reticencia de los poderes públicos locales a la instalación de parques eólicos marinos en las costas.
- Desarrollo de modelos de plataformas marinas para aguas profundas: en el Mar del Norte la existencia de una plataforma continental extensa y de aguas poco profundas está permitiendo la implantación de

aerogeneradores sobre estructuras de hormigón y/o acero fijas al fondo marino. Para aplicaciones en aguas más profundas, como es el caso de la plataforma continental en las costas españolas, existen a nivel mundial varios tipos de prototipos de plataformas flotantes en fase de desarrollo y en fase de validación.

3.2.5.2. Nuevas tecnologías y aplicaciones.

En este punto se evalúan algunos de los conceptos de desarrollo de producto más innovadores respecto a las tecnologías actualmente en uso para la aplicación de aerogeneradores Offshore. La evolución del estado de la técnica actual en cuanto a la tecnología de los aerogeneradores Offshore como producto, presenta varias líneas de desarrollo, dentro de las cuales se encuadran los nuevos diseños conceptuales de aerogeneradores Offshore. Estas líneas estratégicas de desarrollo de producto se describen a continuación de manera esquemática y general (ver bibliografía aplicable en el capítulo 6, en el apartado de referencias bibliográficas específicas sobre la energía eólica Offshore).

Procesos de mejora de los productos actuales en el mercado: mediante mejoras técnicas del producto y la optimización de una serie de características técnicas como el rendimiento del aerogenerador Offshore, la eficiencia, la disponibilidad, la tasa de fallos, la adecuación de los modelos a las diferentes clases de emplazamientos, la reducción de los periodos de mantenimiento, la estandarización de las operaciones de montaje, etc., se plantea el objetivo de obtener productos más competitivos en costes y con mayores prestaciones técnicas y de producción energética.

Incrementos de potencia de los nuevos modelos de aerogeneradores Offshore: es la tendencia del futuro de los próximos años en cuanto a diseño de producto debido a que la gran inversión económica que es necesario realizar en los parques eólicos marinos es muy elevada y por medio de un mayor rendimiento de los aerogeneradores Offshore en términos de energía producida (asociada a mayor potencia en MW) es factible obtener un retorno de la inversión realizada dentro de unos parámetros más razonables para el promotor eólico. En la actualidad los principales fabricantes de aerogeneradores Offshore están en fase de desarrollo de grandes aerogeneradores de gran potencia (entre 4 y 10 MW), los cuales se lanzarán al mercado en los próximos años.

Nuevos diseños conceptuales de aerogeneradores Offshore: otra de las tendencias en fase de desarrollo es la de presentar diseños conceptuales alternativos de aerogeneradores Offshore de gran potencia, con objeto de fabricar prototipos reales para ensayo y validación. Entre estos diseños conceptuales de nuevos aerogeneradores Offshore se enumeran a continuación los siguientes modelos:

- Diseño de la compañía de ingeniería ARUP (Reino Unido): las principales características técnicas que presenta este modelo conceptual de aerogenerador Offshore son las siguientes (ver en la Figura 3.46. una imagen del diseño conceptual y en la Figura 3.47. una comparativa de dimensiones del diseño).
 - Concepto de diseño: sobre una plataforma marina flotante semi-sumergible se montan dos brazos unidos a la base con una inclinación de unos 45° sobre la vertical. En cada brazo metálico se ensamblan dos palas fijas a la estructura de los brazos. La estructura de los brazos está unida a la plataforma marina y los dos brazos giran sobre un eje vertical amontado sobre la plataforma marina.
 - Potencia estimada: 10 MW.
 - Distancia entre extremos de palas: 275 metros.
 - Plataforma flotante semi-sumergible: con un diseño basado en la experiencia del sector del petróleo y del gas.
 - El aerogenerador, en su base, se encuentra elevado unos 20 metros sobre la superficie del mar.
 - Posibilidad de expandir el diseño en dimensiones y potencia hasta los 20 MW.
 - Altura total: la mitad de altura que un diseño convencional de potencia equivalente.
 - Menor peso total y menores restricciones de peso que en modelos convencionales de potencia equivalente.

- Fase de fabricación de prototipos: prevista la fabricación de las primeras unidades de pruebas en el año 2013. Después de 2 años de ensayos se iniciará la producción de las primeras unidades de pre-serie.
- Varios socios inversores y tecnológicos respaldan el diseño conceptual y su futura fabricación siempre que se demuestre la factibilidad técnica y financiera del proyecto: BP, Shell, Rolls Royce y un consorcio académico británico.



Figura 3.46. Imagen virtual de un nuevo modelo conceptual de aerogenerador Offshore de 10 MW de potencia en fase de desarrollo por la compañía británica ARUP. (Fuente: Wind Power Limited y Grimshaw).

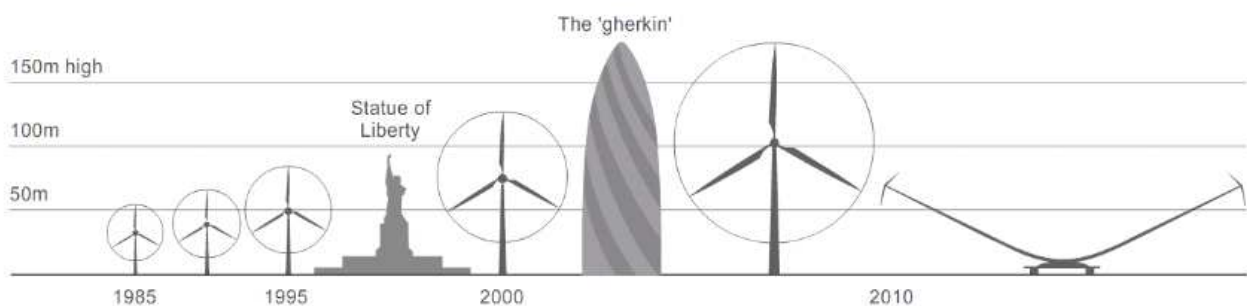


Figura 3.47. comparativa de la evolución en dimensiones de los aerogeneradores eólicos y una referencia (esquema del extremo derecho) en cuanto a dimensiones del nuevo modelo conceptual de aerogenerador Offshore de 10 MW de potencia de la compañía británica ARUP, en fase de desarrollo actualmente. (Fuente: Wind Power Limited y Grimshaw).

Otros diseños conceptuales en desarrollo: existen pocos datos públicos en cuanto a detalles técnicos de los nuevos diseños conceptuales en fase de desarrollo que se están llevando a cabo actualmente por parte de diferentes compañías. Se mencionan como referencia algunos de estos proyectos:

- SWAY (Noruega): esta compañía está realizando pruebas con un prototipo de plataforma flotante diseñada para grandes profundidades (más de 100 metros). Está en fase de validación del diseño junto con un aerogenerador de Siemens de 3,6 MW.



Figura 3.48. Modelo de prototipo de aerogenerador Offshore conceptual con plataforma flotante de la compañía noruega SWAY, en fase de desarrollo actualmente. (Fuente: Sway).

- **NOVA (Novel Offshore Vertical Axis):** el diseño conceptual de NOVA desarrolla un aerogenerador Offshore del tipo de eje vertical (VAWT = *Vertical Axis Wind Turbine*). El diseño conceptual de NOVA se muestra en la Figura 3.49. y consiste en una plataforma marina que es a su vez la base del aerogenerador Offshore, sobre la cual se montan dos extensiones con forma de V, unidas en la base, las cuales giran sobre un eje montado en la plataforma marina. Cada extensión dispone de aletas paralelas entre sí y perpendiculares al eje de la extensión. Las ventajas que presenta este tipo de aerogenerador de eje vertical es que no necesita torre; incorpora el generador en la base de la plataforma; no requiere ningún mecanismo de giro. El concepto de NOVA presenta sin embargo retos a nivel técnico debido a las desventajas desde el punto de vista de la tecnología de los aerogeneradores del tipo de eje vertical como son: menor captura de energía; mayor longitud de palas requeridas; al utilizar palas planas estas experimentan cargas pulsantes debido a la variación del ángulo de ataque del viento en cada ciclo de giro.

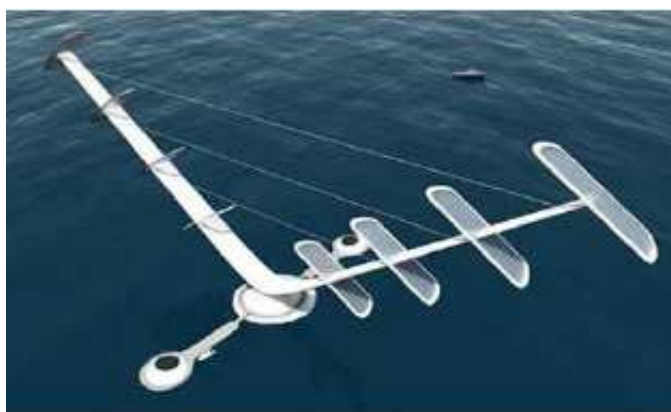


Figura 3.49. imagen virtual de un nuevo modelo conceptual de aerogenerador Offshore (concepto NOVA) multi-MW en fase de desarrollo. (Fuente: ECN Energy Research Center of Netherlands).

- **DeepWind (Dinamarca):** el proyecto DeepWind tiene una duración estimada de 4 años y está financiado con 3 millones de euros por el programa europeo FP7-*Future Emerging Technologies*. Comenzó el 1 de Octubre de 2010 y finalizará el 30 de septiembre de 2014. La hipótesis de este proyecto consiste en que un nuevo concepto de aerogenerador desarrollado específicamente para la aplicación Offshore tiene un potencial de mejora de la eficiencia en costes de

energía respecto a los diseños actuales de aerogeneradores Offshore de eje horizontal. El objetivo del proyecto es el de explorar las tecnologías necesarias para el desarrollo de un concepto sencillo de aerogenerador Offshore flotante, utilizando el concepto de aerogenerador de eje vertical (HAWT) y una plataforma flotante y rotativa. Adicionalmente se pretenden desarrollar herramientas de cálculo y de diseño para el desarrollo y evaluación de aerogeneradores Offshore de gran potencia basados en este concepto. Las principales características técnicas que presenta este modelo conceptual de aerogenerador Offshore son las siguientes (ver en la Figura 3.50. una imagen del diseño conceptual):

- Concepto de diseño: tubo vertical metálico de grandes dimensiones el cual está sumergido parcialmente en el agua el cual gira en el agua; un rotor del tipo de eje vertical (HAWT) montado en el extremo superior del tubo vertical el cual gira sobre el eje vertical, el cual dispone de 2 palas de forma helicoidal; un aerogenerador del tipo de eje vertical (HAWT) montado sumergido en la parte inferior del tubo vertical; un sistema de fijación al fondo marino mediante cables anclados al fondo y sujetos a la parte inferior del tubo vertical.
- Potencia estimada: hasta 5 MW, con la posibilidad de alcanzar en futuros diseños los 20 MW.
- Plataforma flotante semi-sumergible: con un diseño basado en un tubo metálico semi-sumergido en cuyo interior está instalado el aerogenerador.
- Generador eléctrico tipo *Direct Drive* (Accionamiento directo) y convertidores tipo *Full Converter*: ambos sistemas están en la parte del tubo metálico sumergido bajo el agua.
- Menor peso total y menores restricciones de peso que en modelos convencionales de potencia equivalente.
- Fase de fabricación de prototipos: una vez realizada la aprobación del diseño conceptual la fabricación de unidades de prototipos para pruebas se puede iniciar a partir del en el año 2014.
- Tecnologías a desarrollar: para poder llevar a cabo el desarrollo de los subcomponentes del aerogenerador Offshore y para verificar el funcionamiento del modelo completo es preciso desarrollar una serie de tecnologías tales como las descritas a continuación:
 - 1) Herramientas numéricas para la predicción de producción de energía, estudios de dinámica, estudios de cargas y de fatiga.
 - 2) Herramientas para el diseño y producción de palas.
 - 3) Herramientas para el diseño del generador y sus controles.
 - 4) Diseño de sistemas de anclajes y de sistemas de absorción.
 - 5) Conocimiento de pares de fricción, elevación y arrastre del tubo metálico rotativo.
 - 6) Verificación de los principios de ensayos de componentes y la construcción de un modelo a escala reducida en potencia para comprobaciones técnicas.
 - 7) Integración de todas las tecnologías en fase de verificación para validar la posibilidad de fabricación de un aerogenerador Offshore de 5 MW de potencia, así como la evaluación de las perspectivas del diseño conceptual.
- Socios inversores y tecnológicos integrados en el proyecto: respaldan el diseño conceptual y la futura fabricación de prototipos 12 compañías integradas en un consorcio. Risoe DTU (Dinamarca), DTU Mekanik (Dinamarca), TUDelft (Holanda), Institut for Energietechnik-Aalborg Universitat (Dinamarca), DHI (Dinamarca), Marintek (Dinamarca), SINTEF Energy Research (Noruega), Nenuphar SA (Francia), Statoil (Noruega), Universidad Degli Studi di Trento (Italia), MARIN (Holanda), NREL-National Renewable Energy Laboratory (USA), un fabricante de aerogeneradores danés (nombre no hecho público).

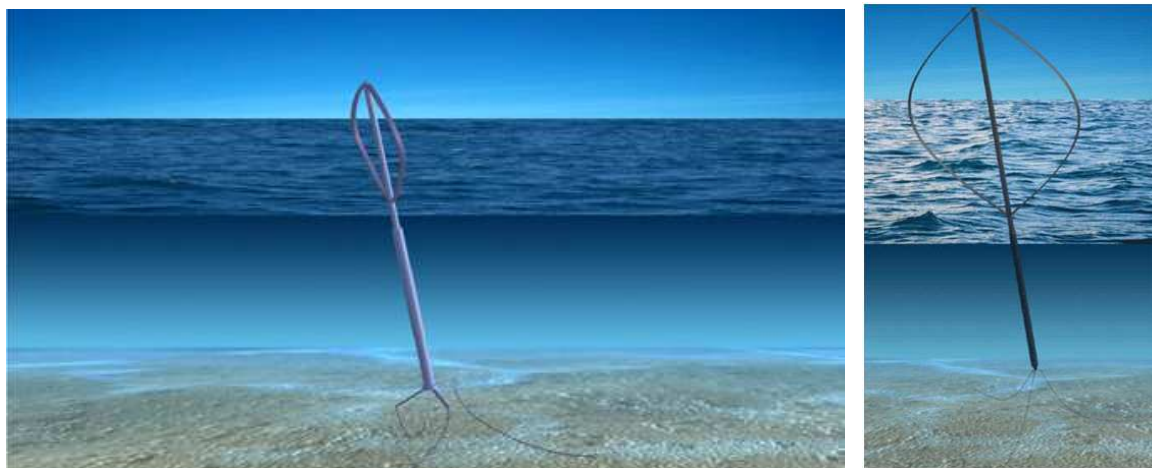


Figura 3.50. Imagen virtual de un nuevo modelo conceptual de aerogenerador Offshore de eje vertical (concepto DeepWind) multi-MW en fase de diseño conceptual. (Fuente: Risoe Dinamarca).

Debido a la constante evolución del estado de la técnica de los aerogeneradores Offshore, este subapartado está sujeto a posteriores actualizaciones en función de los nuevos diseños conceptuales y nuevos desarrollos de producto que se vayan presentando en el mercado de aerogeneradores Offshore.

3.2.5.3. Mercado global: tendencias y demandas técnicas.

Europa es actualmente en el año 2012 líder mundial en energía eólica Offshore con 4995 MW instalados en 55 parques eólicos que totalizan 1662 aerogeneradores Offshore instalados en Europa. El Reino Unido (59 %) y Dinamarca (18 %) aglutinan el 77% del sector europeo, mientras que en España en 2012 todavía no se ha instalado ningún parque eólico en el mar (GWEC, 2013; EWEA, 2013).

El desarrollo que se estima se produzca en el sector eólico Offshore europeo es muy relevante en cuanto a número de MW a instalar en la década del año 2010 al año 2020. La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) prevé que en el año 2030 Europa contará con 400.000 MW eólicos instalados (frente a unos 282482 MW en 2012) que cubrirán en torno al 30% del consumo eléctrico de la UE. La mitad de esa energía será producida en parques eólicos Offshore, que sumarán unos 150.000 MW de potencia.

Los proyectos en este sector indican el enorme potencial existente para la implantación de parques eólicos Offshore en aguas profundas, siempre que se alcanzan unos niveles de costes competitivos. El tipo referencial de instalación para el futuro serían parques eólicos Offshore de más de 1.000 MW de potencia.

Retos técnicos y organizativos de la energía eólica Offshore.

Los principales retos técnicos y organizativos que deben ser desarrollados por parte del sector eólico marino Offshore se sintetizan a continuación:

- Riesgos técnicos asociados a la fiabilidad y a la disponibilidad de los nuevos diseños de aerogeneradores Offshore de potencias mayores de 4 MW.
- Diseño y construcción de cimentaciones en el fondo marino y de plataformas marinas en profundidades mayores de 60 m.
- Desarrollo de nuevos aerogeneradores Offshore con un coste de energía (COE) menor al actual y más próximo al de la energía eólica terrestre Onshore.
- Problemas de calidad en el entorno marino: alta corrosión, tasa de averías, dificultad de acceso, tiempo de intervención en caso de averías o mantenimiento, etc.
- Reducido número de modelos disponibles de aerogeneradores Offshore y de fabricantes a nivel mundial.
- En España, en el año 2012, no hay ningún fabricante nacional con producto Offshore diseñado, desarrollado y certificado para su venta y producción seriada: en 2013 se espera obtener la certificación de un aerogenerador Offshore de 5 MW por parte del fabricante Gamesa (Fuente: Gamesa).

- Largo plazo de desarrollo de los diseños de nuevos aerogeneradores Offshore y de sus plataformas marinas: más de 5 años para el proyecto completo.
- Fiabilización de los aerogeneradores Offshore: mejora de la tasa de disponibilidad (en porcentaje %), rendimiento en potencia, tasa de averías, costes de mantenimiento, etc.
- Mejoras de diseño de producto, de cimentaciones y de plataformas marinas: existen proyectos en España como el Proyecto Emerge (financiado con 8 millones de euros por el ministerio de Innovación) cuyo objetivo es el desarrollo de plataformas flotantes para aerogeneradores de 4,5 MW de potencia en aguas profundas. El primer prototipo está previsto para ser ensayado en el año 2012.
- Aprovechamiento del mayor recurso eólico existente en el mar: vientos constantes y con menores turbulencias que los vientos terrestres.
- Generación en España de impactos económicos equivalentes (en potencia instalada) a los de la eólica terrestre Onshore.
- Creación de nuevos empleos relacionados con la tecnología y la fabricación de aerogeneradores Offshore.
- Potenciar en España el desarrollo y fabricación de plataformas eólicas marinas: generación de impactos económicos en la industria y en la creación de empleo.
- Potenciar en España la instalación en los diferentes tramos de plataforma continental de las costas españolas de aerogeneradores Offshore en función de la profundidad del lecho marino:
 - Profundidad de 0 a 30 m: situadas entre 5 y 10 Km. de la costa (prevista la instalación entre 2011- 2015).
 - Profundidad de 30 a 50 m: situadas entre 5 y 40 Km. de la costa (prevista la instalación entre 2011-2015).
- Profundidad de hasta 100 m: situadas a más de 40 Km. de la costa (prevista la instalación entre 2015-2020).
- Conseguir una mejora del beneficio de la inversión en el sector eólico Offshore: la relación coste de la inversión de capital vs. retorno de la inversión (ROI) respecto al riesgo técnico asumido, debe ser superada y colocarse a un nivel similar al de la eólica Onshore.
- Reducción del coste de la energía (COE) de los aerogeneradores Offshore, en relación con los aerogeneradores Onshore.
- Desarrollo de planes de reducción de costes globales que consigan que la energía eólica Offshore sea más competitiva globalmente respecto a la energía eólica Onshore y respecto a las energías convencionales.
- Mejora de la cadena de suministro logística y de montaje en el mar de los aerogeneradores Offshore: planificación de necesidades de construcción de barcos especiales y creación de capacidad de montaje de parque eólicos marinos, acondicionamiento de puertos, etc.
- Disminución de los costes de mantenimiento del aerogenerador Offshore en el entorno marino.
- Disminución de los costes de transporte en el entorno marino.
- Disminución del tiempo de montaje en la plataforma marina para hacer más competitiva la energía eólica Offshore.
- Mejora de los mapas de viento de recursos eólicos marinos en España: actualización de los datos actuales.
- Desarrollo de la industria eólica Offshore en España: diseño de aerogeneradores Offshore; fabricación de aerogeneradores Offshore; diseño y fabricación de plataformas marinas; desarrollo de la cadena logística (construcción de barcos especiales); promociones de parques marinos; desarrollo de la industria auxiliar de componentes y de plataformas marinas; desarrollo y construcción de instalaciones portuarias adecuadas al mercado Offshore, etc.
- Desarrollo de las infraestructuras eléctricas para los aerogeneradores Offshore: capacidad de transporte de energía eléctrica desde los parques marinos y su conexión a la red en tierra; construcción de subestaciones de transformación en el mar y en tierra; sistemas de instalación de cables submarinos en el lecho del mar, etc.
- Mejora del apoyo institucional a la energía eólica Offshore en España: ayudas a la investigación y desarrollo de producto (I+D+I), desarrollo e implantación de la legislación adecuada para que exista un marco legal que permita obtener rentabilidad en la inversión de los proyectos, soporte en la creación de infraestructuras portuarias, bonificación especial para la energía eléctrica producida mediante energía eólica Offshore, concesión de créditos y financiación especial para la promoción de parques eólicos marinos, etc.

- Política europea de energías renovables: en particular para la energía eólica Offshore, es fundamental la existencia de una regulación legal en los temas de conexiones a la red, planificación espacial de las redes y aspectos legales aplicables. La contribución de la energía eólica Offshore es fundamental para poder cumplir los objetivos marcados por la unión Europea en el año 2020 y obtener los objetivos de reducción establecidos de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Tendencias y requerimientos técnicos del mercado de la energía eólica Offshore.

Los aerogeneradores Offshore presentan una serie de tendencias específicas propias en cuanto a características de producto y de diseño, así como en lo relativo a la instalación en los parques eólicos marinos. En los siguientes párrafos se enumeran de forma sintetizada las principales tendencias identificadas a nivel técnico, basadas en las diferentes fuentes bibliográficas consultadas en el proceso de investigación de la presente tesis doctoral.

- Nuevos conceptos técnicos de diseño aplicables a los aerogeneradores Offshore: los nuevos diseños de aerogeneradores Offshore tienen como objetivo la reducción del coste de la energía por MW producido (COE), la simplificación del diseño para facilitar la instalación y el mantenimiento en el mar y garantizar a su vez una mejora del rendimiento, de la disponibilidad y de la fiabilidad. Las tendencias actuales en cuanto a nuevos diseños en fase de evaluación e investigación son las siguientes:
 - Utilización de dos palas en los aerogeneradores Offshore: se obtendría una reducción de costes en materiales, logística, montaje y mantenimiento.
 - Concepto *Downwind* (sotavento) de aerogenerador Offshore: la orientación de la nacelle y del rotor más las palas hace que el viento entre por la parte trasera de la nacelle. La ventaja de este diseño radica en que la flexión de las palas en operación es alejándose de la torre con lo que se evitaría el contacto con la torre y se podrían relajar las especificaciones de rigidez de las mismas. Con este diseño se obtendrían mejoras de costes en la fabricación de las palas debido a los siguientes conceptos técnicos:
 - La rigidez de las palas puede ser menor al poder tener mayor flexión: implicaría la utilización de materiales más económicos y el coste total de la pala será menor.
 - Vida de la pala: se prolonga la vida de la pala al tener menor rigidez estructural.
 - Reducción del mantenimiento de la pala.
 - Disminución de cargas en el aerogenerador Offshore.
 - Aceptación de un mayor nivel de ruido en los emplazamientos Offshore: debido a que los aerogeneradores con concepto *Downwind* (sotavento) presentan mayor nivel de ruido (dBA) y ruido infrasónico solo son utilizados en zonas aisladas, pero pueden ser utilizados en emplazamientos Offshore con los niveles de ruido actuales.
- Concepto de aerogenerador *Direct Drive* (Accionamiento Directo): este diseño no precisa de la utilización de multiplicadora por lo que se obtienen una serie de ventajas (reducción de coste al eliminar la multiplicadora y los ejes de entrada, ahorros en los costes de montaje y en el mantenimiento en servicio, mejora de la disponibilidad del aerogenerador). Como desventaja presenta que la solución tecnológica actual de *Direct Drive* no está totalmente optimizada en costes y el ahorro total en el aerogenerador Offshore al utilizar este sistema no es relevante en la actualidad; asimismo presenta un gran diámetro de rotor o estator lo que hace incrementar los costes de fabricación y montaje. Se debe desarrollar el caso de negocio completo para valorar su competitividad en costes.
- Generadores eléctricos híbridos con superconductores e imanes permanentes: es una tendencia que está en fase de desarrollo por parte de algunas compañías. El objetivo es la reducción de tamaño del generador eléctrico, los pesos y finalmente los costes totales. Un aspecto crítico es que una vez se desarrolle esta aplicación, sería de aplicación para aerogeneradores de gran potencia (>10 MW) debido a que en el caso de los del tipo *Direct Drive* el tamaño sería muy grande así como los costes y las dificultades de fabricación y transporte. La ventaja será que con el mismo tamaño de diámetro de rotor que un generador convencional actual produciría el doble de potencia y con un tercio del peso del generador eléctrico.
- Aerogeneradores Offshore con alta fiabilidad: la fiabilidad es un concepto fundamental en el sector Offshore, debido a que los costes de reparación y de mantenimiento son mucho más elevados que en tierra, así como el tiempo de reacción para las reparaciones. El objetivo es

obtener disponibilidades > 99% mediante nuevos diseños robustos y fiables.

- Diseño optimizado de aerogeneradores Offshore: el concepto de diseño optimizado del aerogenerador Offshore completo se desarrolla integrando todos los componentes y sus diseños como un sistema que interactúa, y no como una mejora individual de cada componente.
- Materiales alternativos: el uso de nuevos materiales alternativos en las palas es una tendencia en el diseño de producto. Algunos de los nuevos conceptos de diseño en cuanto a selección de materiales que se están desarrollando actualmente son los siguientes:
 - Palas híbridas con incrementos de la rigidez y reducción de peso total.
 - Materiales termoplásticos: la utilización de los mismos tiene por objeto obtener en la producción de las palas una reducción de tiempos de desmoldeo y por lo tanto reducciones del coste final.
 - Reducciones de cargas en las palas: se reducen de este modo la fatiga de los materiales mediante la utilización de diseños que incorporen sistema de *Pitch* individual, control individual de *Flap*.
- Requisitos de configuración de diseño de los aerogeneradores Offshore: los requisitos de configuración de los nuevos diseños de aerogeneradores vienen dados por las necesidades de los clientes finales (promotores eólicos y compañías de explotación de la energía eléctrica), por las demandas del mercado eólico marino y por las innovaciones presentadas por la competencia creada entre los fabricantes de aerogeneradores. Se enumeran los principales requisitos de configuración:
 - Diámetros de rotor y potencia en MW: el mercado requiere cada vez potencias mayores para rentabilizar la inversión en menor tiempo, lo cual requiere un incremento en el área de barrido de las palas y a su vez implica un mayor diámetro de rotor (relación W/m²).
 - Materia prima: se requiere la utilización de la menor cantidad de materia prima posible lo que implica un abaratamiento de los costes. Implica mejoras y optimización de los diseños actuales.
 - Alta resistencia estructural: este concepto aplica a todos los materiales del aerogenerador Offshore.
 - Facilidad de transporte y manipulación: el diseño del aerogenerador Offshore y de sus componentes debe realizarse teniendo en cuenta los requisitos logísticos de transporte en el medio marino.
 - Adecuación de los diseños a las diferentes clases de aerogeneradores Offshore: Clase I, II y S preferentemente. La clase III es para aplicación en Onshore mayoritariamente.
 - Facilidad de instalación en el parque marino: el diseño del aerogenerador Offshore y de sus componentes debe realizarse teniendo en cuenta los requisitos de montaje e instalación en el emplazamiento marino.
 - Mejora de la eficiencia del aerogenerador Offshore: se requiere alta eficiencia en las aéreas siguientes.
 - Aerodinámica del aerogenerador Offshore.
 - Rendimiento eléctrico del aerogenerador Offshore.
 - Rendimiento mecánico del aerogenerador Offshore.
 - Garantía de 20 a 25 años de funcionamiento con alta fiabilidad, eficiencia y disponibilidad.
 - Mantenimiento en operación: reducción al mínimo del número de horas de mantenimiento en el entorno marino.
 - Condiciones medioambientales extremas de operación: se debe garantizar el funcionamiento y la disponibilidad en todo tipo de condiciones medioambientales de operación.
 - Inversión y costes de operación: el diseño del producto debe garantizar los menores costes de inversión en la adquisición e instalación de los aerogeneradores, así como los menores costes de operación y mantenimiento.
 - Reciclado: el aerogenerador Offshore, la plataforma marina y sus cimentaciones deben ser fácilmente reciclables, así como su desmantelamiento del emplazamiento marino (LCA: *Life Cycle Analysis* / Análisis del ciclo de vida).
- Limitaciones técnicas en el desarrollo de nuevos productos: las limitaciones que se identifican en

cuanto a la configuración de diseño de producto vienen definidas por los parámetros técnicos del aerogenerador Offshore.

- Tamaño y diámetro de rotor.
 - Peso.
 - Aerodinámica del aerogenerador Offshore.
 - Elementos de la dinámica del aerogenerador Offshore.
 - Materiales.
 - Condiciones medioambientales externas del entorno marino.
 - Redes de conexión submarinas Offshore.
 - Aspectos ecológicos y de la fauna marina junto con el cumplimiento de la legislación aplicable.
 - Costes económicos de los nuevos productos en función de la relación dimensiones-potencia.
- Tendencias de producto y tecnología en los aerogeneradores Offshore:
 - Tecnología Eléctrica: La situación actual de la técnica en cuanto a tecnología de la parte eléctrica presenta las siguientes configuraciones técnicas:
 - Generadores asíncronos (doblemente alimentados, jaula de ardilla, de inducción) con alta velocidad de giro y convertidores DFIM más multiplicadora (aproximadamente un 80% del parque instalado actual de aerogeneradores Offshore montan esta configuración y solo un 20% montan generadores síncronos de imanes permanentes y *Full Converters*).
 - Generadores síncronos (de imanes permanentes o de inducción) de velocidad media o alta, más *Full Converters* más multiplicadora.
 - Sistemas de accionamiento directo (*Direct Drive*): con generadores síncronos (de imanes permanentes o de inducción) de velocidad baja, más *Full Converters* y sin multiplicadora (este sistema se ha montado en pocos aerogeneradores Offshore aunque se plantea como una tendencia de futuro para aerogeneradores de gran potencia).
 - Tendencias en la Tecnología Eléctrica: La tendencia para los próximos años indica un mayor incremento del porcentaje de generadores síncronos de imanes permanentes y *Full Converters* debido a sus ventajas de rendimiento técnico y cumplimiento de todos los códigos de redes.
 - Potencia de los aerogeneradores Offshore: la tendencia es hacia un incremento de la potencia. La potencia máxima de los aerogeneradores Offshore instalados hasta el presente es 5 MW. Existen en 2012 prototipos en desarrollo de potencias hasta 7 MW y la tendencia para los próximos años hasta el 2015 es la de construir aerogeneradores Offshore de hasta 10 MW.
 - Costes de los aerogeneradores Offshore: el coste de los aerogeneradores Offshore es del orden del 40-45 % del total de los costes globales del proyecto. En el caso de los aerogeneradores Onshore el coste de los mismos está en el entorno del 75-80 % de los costes globales del proyecto.
 - Multiplicadoras: la mejora de la fiabilidad de las multiplicadoras es un aspecto fundamental y la tendencia es a incrementar el gasto en desarrollo y mejora de producto. El objetivo es reducir las averías de las multiplicadoras y del tren de potencia (como media ocasionan el 20% de las paradas por averías del aerogenerador) y reducir la tasa de averías y por lo tanto los tiempos de parada del aerogenerador Offshore, ya que de esta manera se mejora el coste total de operación del mismo.
 - Montaje de los aerogeneradores Offshore: la tendencia desde el punto de vista del montaje, tanto en planta de montaje como en la instalación en el mar, es disponer de módulos y conjuntos con diseño modular con el objeto de facilitar su montaje y mantenimiento en el emplazamiento.
 - Incremento de velocidad de punta de pala (actualmente de media menores de 80 m/s): esto implica una reducción del peso de la pala (lo cual implica adicionalmente reducciones de las masas del rotor, de la góndola, de la torre y de la plataforma marina). Se incrementa el ruido dB (A), pero al ser un emplazamiento Offshore se puede admitir un incremento del ruido total del aerogenerador Offshore.
 - Disminución de la masa total de la torre, rotor y nacelle: mediante mejoras de diseño se reduce la masa total del aerogenerador y con ello se puede a su vez reducir las dimensiones y la masa de la plataforma marina y de la cimentación.
 - Altura del buje: debido a la inexistencia de accidentes orográficos en el mar y a la baja rugosidad, la limitación de la altura del buje la condiciona la máxima altura de las olas del emplazamiento. En los modelos de aerogenerador Offshore la altura de buje para la misma potencia es menor que

en el caso de los modelo Onshore.

- Relación entre el incremento de la potencia del aerogenerador Offshore y su relación con el peso total del conjunto aerogenerador más plataforma. El peso del aerogenerador Offshore puede ser reducido debido a las disminuciones de masas de pala (mayor ruido y mayor velocidad en punta de pala), menor altura de buje y menores pesos en consecuencia del rotor, nacelle y torre. Con esta disminución global de peso por MW del aerogenerador Offshore se puede a su vez reducir la masa y los costes de la plataforma marina. Todos estos aspectos conllevan reducciones de costes asociadas los costes de la plataforma marina y sus cimentaciones.
- Pala (modelo bi-pala): el mercado de aerogeneradores Offshore utiliza el modelo tripala (3 palas) de forma generalizada en los productos en serie. Existen modelos de prototipos con 2 palas en fase de validación: el montar solamente 2 palas implica reducir el número de componentes del aerogenerador Offshore, la reducción de masas en el rotor, nacelle, torre y plataforma marina con las consiguientes reducciones de pesos totales y de costes globales en el aerogenerador Offshore.
- Pala (consideraciones de diseño): el entorno medioambiental marino implica la aparición de agentes agresivos para la pala como son la humedad y la sal para los cuales hay que prever características especiales de diseño para protegerla. Adicionalmente las tendencias de investigación diseño de palas de gran tamaño para aplicación Offshore (con longitudes > 60 metros) presentan las siguientes líneas de investigación y desarrollo de producto:
 - Sistemas de control aerodinámico de la pala.
 - Sistemas electrónicos de control de carga de la pala relacionados con el ángulo de orientación hacia el viento.
 - Sistemas pasivos de control de par de torsión.
 - Nuevas generaciones de materiales compuestos.
 - Fibra de carbono como materia prima a utilizar en la pala en sustitución del material de fibra de vidrio.
 - Mejora de los procesos actuales de fabricación de palas.
- Modelo de aerogenerador Offshore de eje horizontal (HAWT): es el modelo predominante en el 100% de los casos de aerogeneradores instalados hasta el presente al tratarse de una tecnología desarrollada y fiabilizada. Existen nuevos diseños alternativos de aerogeneradores Offshore del tipo de eje vertical (VAWT) de gran tamaño y potencia de hasta 10 MW todavía en fase de diseño conceptual (modelos NOVA y ARUP) que en el caso de superar la fase de diseño y de prototipos se puedan convertir en el futuro en una alternativa a los modelos actuales de eje horizontal.
- Sistema de regulación de potencia: predomina el aerogenerador con velocidad de paso variable y el sistema de cambio de paso por ángulo de inclinación de las palas (*Pitch*) sobre el sistema de freno aerodinámico de las palas (*Stall*), debido a que aunque el sistema *Pitch* es más complejo y caro presenta mayor eficacia en el control y aprovechamiento de la potencia del aerogenerador Offshore.
- Protección contra la corrosión: la tendencia es a desarrollar la utilización de materiales avanzados con recubrimientos contra la corrosión en combinación con el sistema de nacelle presurizada e interior de la torre presurizada.
- Gestión de costes del proyecto vs tipología de aerogeneradores Offshore: las tendencias en los próximos años en cuanto a la optimización de los costes va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - Instalación de aerogeneradores de gran potencia (hasta 10 MW) en parques eólicos marinos con de gran potencia y elevado nº de aerogeneradores Offshore.
 - Disminución de la dependencia de la disponibilidad de grandes barcos de transporte e instalación.
 - Disminución mediante mejoras de diseño y de configuración de los costes de operación y mantenimiento.
 - Integración en un sistema global de las redes de conexión Offshore con la conexión a la red de tierra.
- Diseño estructural para resistir huracanes y olas de gran tamaño: las tendencias en los próximos años en cuanto a la optimización de los diseños actuales con objeto de poder resistir estructuralmente los fenómenos meteorológicos extremos tales como huracanes o grandes olas va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - Definición de normativas generales y de diseño específicas.
 - Caracterización de los parámetros meteorológicos y oceánicos en todos sus valores y

situaciones extremas.

- Control remoto de los parámetros de viento y de nivel de mar máximo.
- Caracterización del diseño del aerogenerador Offshore en el entorno medioambiental: las tendencias en los próximos años en estos aspectos va a estar influenciada por los factores siguientes los cuales deben ser incluidos en la fase de diseño y con datos lo más precisos posibles.
 - Factores medioambientales a considerar: profundidad exacta de las aguas, corrientes marinas, movimientos y migraciones del fondo marino (masa y tamaño), máxima velocidad del viento, máxima altura de olas con objeto de calcular la resistencia estructural mecánica bajo varios escenarios medioambientales, cálculos de situaciones de supervivencia del diseño en condiciones extremas de cargas, casos de daños por fatiga a largo plazo, crecimiento de organismos en las estructuras metálicas, fuerzas de las mareas, corrosión, hielo flotante, composición geológica del suelo marino del emplazamiento, etc.
- Fiabilidad: las tendencias en los próximos años en cuanto a fiabilidad del funcionamiento de los aerogeneradores Offshore va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - Monitorización continua de las condiciones de funcionamiento del aerogenerador Offshore.
 - Implantación del mantenimiento predictivo.
 - Optimización de los diseños para el entorno Offshore.
 - Aerogeneradores Offshore del tipo *Direct Drive* (accionamiento directo): presentan mayor fiabilidad de funcionamiento al no disponer de multiplicadora y girar a baja velocidad. Como desventaja presentan mayores costes que las tecnologías convencionales.
- Plataformas marinas: la experiencia previa existente en el caso de plataformas marinas proviene del sector de explotación de petróleo y gas Offshore. Existe experiencia en estructuras metálicas de celosía (tipo *Jacket*) y en mono- pilote con las que se han llegado a alcanzar hasta los 45 metros de profundidad. La limitación actual en el sector eólico Offshore viene dado por el límite de profundidad asociada a la tecnología de plataformas marinas utilizadas (los tipos mono-pilote y de base de gravedad son utilizados hasta profundidades de hasta 30 metros; multi-pilotes, trípodes, *Jackets* y mono-pilote con sistema de succión son utilizados hasta profundidades de hasta 60 metros). La tendencia en el futuro a medio y largo plazo viene dada por el desarrollo y la reingeniería de los diseños de los tipos de plataforma marina flotante con los cuales se pueden alcanzar profundidades superiores a los 60 metros, las cuales adicionalmente presentan ventajas como las siguientes:
 - Acceso a emplazamientos muy alejados de la costa y con clases de viento de gran recurso eólico.
 - Menor impacto medioambiental en la fauna marina y en el fondo marino.
 - Menor impacto visual al poder ser instaladas mar adentro y no ser visibles desde la costa.
 - Reducción de la estructura metálica de anclaje al lecho marino: mejoras futuras en costes y en transporte de componentes.
- Accesos de personal, requisitos de seguridad y zonas de protección y resguardo: las tendencias en los próximos años en estos aspectos va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - Mejora de los accesos a los aerogeneradores Offshore mediante barcos.
 - Mejora de las previsiones meteorológicas y la disponibilidad de ventanas para el acceso seguro al parque marino Offshore.
 - Mejora en el entrenamiento y formación del personal de instalación, montaje, reparación y mantenimiento.
- Evaluación de recursos en el entorno marino: las tendencias en los próximos años en estos aspectos va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - Mejora de las tecnologías los sistemas de medida y sensórica de control remoto. Por ejemplo los sistemas LIDAR (*Light Detection and Ranging*) y SODAR (*Sonic Detection and Ranging*): mejoras en la exactitud y precisión de la caracterización de la energía eólica Offshore y de la instrumentación de medición asociada.
- Evaluación medioambiental: las tendencias en los próximos años en estos aspectos va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - Nuevas bases de datos de integración de los parámetros y de la información.
 - Nuevas metodologías de monitorización de la vida marina en tiempo real y con costes

efectivos.

- Redes e infraestructuras marinas en los parques Offshore: las tendencias en los próximos años en estos aspectos va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - Distribución de la energía por medio de líneas submarinas en corriente continua (DC) en lugar del sistema convencional en corriente alterna.
 - Construcción de un sistema global de redes de conexión Offshore entre varios parques marinos y con la conexión a la red de tierra.
- De-comisionado de los parques eólicos Offshore (*Life Cycle Analysis*: análisis del ciclo de vida): las tendencias en los próximos años en estos aspectos va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - Diseño configurado para facilitar la función de desmantelamiento del parque eólico Offshore: desmontaje de la plataforma marina, componentes de cimentación, subestructuras, aerogenerador, etc.
 - Larga duración a vida de las plataformas marina y elementos de la cimentación: con ello se reduce el impacto medioambiental de las operaciones de instalación y montaje y la agresión al entorno marino.
- Fabricación de aerogeneradores Offshore: las tendencias en los próximos años en estos aspectos va a estar influenciada por los factores siguientes.
 - La fabricación de los modelos de aerogeneradores se va a continuar realizando en el medio plazo en los clusters de empresas actuales. Algunos nuevos entrantes en el largo plazo se posicionarán por parte de fabricantes chinos y algún fabricante europeo sin gama actual de productos Offshore.
 - Las plantas de fabricación de nacelles y componentes como torres y palas y plataformas marinas presentan la tendencia de ser instaladas próximas a los puertos de embarque y cerca de la zona de los parques eólicos marinos. Este aspecto se refuerza todavía más en el caso de los futuros aerogeneradores Offshore de gran tamaño y grandes potencias.
 - Necesidad de un mayor número de personal formado y capacitado para llevar a cabo operaciones de instalación montaje, reparación y mantenimiento de aerogeneradores Offshore en el entorno marino.
 - Fundación y aparición de nuevas empresas dedicadas al sector de reparación y mantenimiento de aerogeneradores Offshore en el entorno marino, a medida que el mercado Offshore vaya creciendo y se vaya consolidando.
 - Las áreas geográficas con previsión de gran crecimiento en el mercado de instalación de parques eólicos marinos en el corto y medio plazo son las zonas del mar del Norte y del Mar Báltico en Europa: estas regiones se beneficiarán de las economías de escala del emergente mercado eólico Offshore.
- Instalación de aerogeneradores Offshore en el emplazamiento: la experiencia existente en el sector del petróleo y el gas beneficia al sector Offshore. Es necesario sin embargo una adaptación de los barcos actuales y diseñar barcos de transporte e instalación específicos para la aplicación Offshore con objeto de obtener economías de escala debido al montaje repetitivo requerido en los parques marinos Offshore y a la necesidad de su disponibilidad en las ventanas estacionales de climatología.
- Diseño de plataformas marinas flotantes: debido a encontrarse en el estado conceptual de diseño o en fase de prototipos es precisa la incorporación de los requisitos de diseño y ensayo de las mismas a las normativas internacionales con objeto de definir los estándares requeridos por el mercado eólico Offshore (normas IEC, DNV, MMS, ISO, etc.).
- Cables submarinos de transporte de energía: los diseños actuales de cables submarinos de corriente alterna (HVAC) son adecuados para parques eólicos Offshore próximos a la costa. Para parques eólicos en aguas profundas la selección más idónea desde el punto de vista técnico es el cable submarino de corriente continua (HVDC). Otras alternativas a desarrollar son los cables submarinos bipolares de 6 fases en alta tensión y corriente continua (HVDC).
- Interconexión a la red: la interconexión de las conexiones de redes submarinas de los parques eólicos a las conexiones de red en tierra son un área técnica de futuros desarrollos (el objetivo es garantizar la interconexión y distribución de la energía procedente de los diferentes parques eólicos de diferentes países en zonas como el mar del norte y centralizar su distribución a las áreas de consumo a través de nodos regionales marinos). Se plantea este aspecto como posible línea de investigación para el desarrollo de tesis doctorales y estudios de detalle.

- Áreas de innovación tecnológica: las áreas cuyas tendencias a nivel de desarrollo técnico son relevantes se enumeran a continuación:
 - Mejora de fiabilidad de los diseños: del aerogenerador Offshore, de las plataformas marinas y de los sistemas de conexión a la red. Mejora asimismo en el diseño, el diagnóstico de fallos y averías y el mantenimiento preventivo y predictivo.
 - Compatibilidad medioambiental de los elementos del parque eólico marino Offshore.
 - Programas de reducción de costes globales de todos los elementos del parque eólico marino Offshore.
 - Desarrollo de parques experimentales marinos: en ellos se pueden ensayar los nuevos conceptos tecnológicos en desarrollo y obtener una mejora en tiempo de introducción en el mercado de los aerogeneradores incorporando estos conceptos.

En la Figura 3.51. (EEA *European Environment Agency*, 2008) se muestran las asunciones sobre previsiones en cuanto a las tendencias futuras de las características de los aerogeneradores Onshore y Offshore (características de configuración), en los horizontes temporales de los años 2010, 2020, 2030. Se observan en el caso de los aerogeneradores Offshore una clara tendencia al incremento de potencia en MW (desde las actuales potencias desde los 2 a los 6 MW, hasta llegar a los 8 MW en el año 2020 y a los 10 MW en el año 2030), un notable incremento en el diámetro del rotor (con el consiguiente incremento de superficie útil de barrido) y un moderado incremento en la altura del rotor (debido a que el mar presenta baja rugosidad y la altura del rotor puede ser menor que en el caso de aerogeneradores Onshore).

Table 2.1 Summary of assumptions on future characteristics of wind turbines

	Onshore			Offshore		
	Current average		Future	Current average		Future
		2020	2030		2020	2030
Rated power (MW)	1.5	2	2	2-6	8	10
Rotor diameter (m)	60-80	80	80	80-129	140	150
Hub height (m)	80	80	80	100	120	120

Figura 3.51. Resumen de la asunción de las tendencias futuras en los desarrollos tecnológicos de la energía eólica Onshore y Offshore (características de configuración) en los horizontes temporales 2010, 2020, 2030 (Fuente: EEA 2008).

En la Figura 3.52. (EEA *European Environment Agency*, 2008) se muestran las asunciones sobre previsiones en cuanto a las tendencias futuras en los desarrollos tecnológicos de la energía eólica Onshore y Offshore (características generales de rendimiento) en los horizontes temporales de los años 2010, 2020, 2030. Se observan en el caso de los aerogeneradores Offshore una clara tendencia al incremento de potencia en MW, un incremento de la densidad de potencia (MW/km²), una estabilización en los valores de disponibilidad en torno al 90% en todos los horizontes temporales, y también una estabilización en los valores de pérdidas de carga por hora (en torno a un 19% en todos los horizontes temporales). Hay que tener en cuenta que las horas totales en carga de funcionamiento del aerogenerador Offshore debe ser multiplicado por el coeficiente 0,81 y en el caso de los aerogeneradores Onshore debe ser multiplicado por el coeficiente 0,83 – 0,9. Estos últimos puntos indican que existen posibilidades de mejoras tecnológicas y del estado de la técnica en los modelos actuales de los aerogeneradores Offshore.

Table 2.2 Summary of future technological development of wind energy

		2005			2020			2030		
	Unit	Offshore	Onshore	Mount. (*)	Offshore	Onshore	Mount. (*)	Offshore	Onshore	Mount. (*)
Rated power	MW	3	2	2	8	2	2	10	2	2
Power density	MW/km ²	10	8	4	12	8	4	15	8	4
Array efficiency	%	90	92.5	92.5	90	92.5	92.5	90	92.5	92.5
Availability	%	90	97	90	90	97	90	90	97	90
Load hour losses	%	19	10	17	19	10	17	19	10	17

Note: (*) Mount. = Mountainous areas.

Figura 3.52. Resumen de las tendencias futuras en los desarrollos tecnológicos de la energía eólica Onshore y Offshore (características generales de rendimiento) en los horizontes temporales 2010, 2020, 2030 (Fuente: EEA 2008).

Retos técnico-económicos a superar en el sector de los aerogeneradores Offshore.

Los principales desafíos, entre otros, que se presentan desde el punto de vista técnico y económico son los siguientes.

- Complejidad técnica de las plataformas marinas y de sus cimentaciones.
- Elevado coste de las plataformas marinas y de sus cimentaciones.
- Complejidad técnica de la instalación de cable submarino en aguas profundas.
- Elevado coste de las operaciones de instalación de cable submarino en aguas profundas.
- La instalación en el emplazamiento marino depende de las condiciones meteorológicas, lo cual impacta en los tiempos de ejecución del proyecto y en los costes finales del mismo.
- Dificultad de acceso inmediato al parque eólico Offshore: esto produce un mayor impacto en la disponibilidad en caso de averías o de operaciones de mantenimiento.
- Aprovechamiento de las ventajas técnicas de la disponibilidad de vastas áreas en el mar con disponibilidad de recurso eólico marino de gran potencia, el cual es más constante que el recurso eólico terrestre y además no presenta turbulencias al no existir accidentes geográficos en el mar:
 - El factor de potencia del aerogenerador Offshore es 0,5 y en el aerogenerador Onshore es 0,35.
 - Posibilidad de mayores emisiones de ruido al tratarse de zonas sin población: se puede incrementar la velocidad en la punta de la pala (*Tip speed*) y por lo tanto el peso total se puede reducir con el correspondiente ahorro de costes en el aerogenerador.
 - Ruido del aerogenerador: es proporcional a la velocidad en la punta de pala.
 - Sin limitación en el tamaño del diámetro de rotor: a mayor diámetro de rotor mayor potencia en MW (la potencia del aerogenerador Offshore es proporcional al diámetro del rotor elevado al cuadrado).

CAPITULO 4

PROPUESTA METODOLÓGICA DE IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS DE EJE HORIZONTAL.

CAPITULO 4.

PROPUESTA METODOLÓGICA DE IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS DE EJE HORIZONTAL.

4.1. INTRODUCCIÓN: PROPUESTA METODOLÓGICA DE IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE FACTORES.

La propuesta de la presente tesis se enmarca en la identificación y selección de los factores fundamentales que afectan o que se constituyen en barreras para la implantación y el desarrollo de la energía eólica, en particular de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal, tanto del tipo Onshore como Offshore.

La estructura planteada para poder alcanzar el objetivo final de la tesis, en cuanto a la identificación y selección de los citados factores fundamentales, hace necesario establecer diferentes fases de desarrollo de la misma, las cuales se mencionan de manera resumida a continuación.

a) Objetivos de la tesis doctoral:

- Identificación y selección de los factores fundamentales que afectan o que se constituyen en barreras para la implantación y el desarrollo continuado de la energía eólica (Onshore y Offshore).
- Objetivo de paridad de costes de la energía eólica con otras fuentes de energía convencionales: es el objetivo sectorial que debe alcanzarse mediante el desarrollo de propuestas a nivel técnico en cuanto al producto, proyectos de reducciones de costes, mejoras en la gestión global del sector eólico, para poder alcanzar en el medio plazo el valor de paridad del coste de generación de electricidad de origen eólico en €/kWh, con respecto a otras fuentes de energía convencionales. Todo ello implica la reducción del coste de la energía (COE) del aerogenerador (Onshore y Offshore).
- Mitigación y eliminación de las barreras legislativas y administrativas en la energía eólica: identificación y selección de los factores fundamentales que afectan a aspectos relacionados con la tramitación administrativa de los parques eólicos, de las primas y subvenciones a la producción de electricidad de origen eólico, de la reducción de los plazos de implantación de los parques eólicos, de las mejoras de los procesos administrativos, etc.
- Optimización de los factores técnicos de la energía eólica: identificación y selección de los factores técnicos que afectan a la optimización y mejora de los diseños actuales en los aerogeneradores, al desarrollo de nuevos diseños de producto más eficientes enfocados a la obtención de un incremento de la producción de energía anual (AEP) y a la mejora de la fiabilidad en operación en el parque eólico entre otros.

b) **Criterios de identificación de factores fundamentales de la energía eólica:** definición y establecimiento de los criterios de identificación de factores técnicos, legislativos y económicos, que afectan al desarrollo e implantación de la energía eólica, los cuales son de aplicación en la tesis. En el capítulo 2 de la tesis y específicamente en los apartados 2.4, 2.5 y 2.6. se han identificado los principales factores de la energía eólica (Onshore y Offshore) en las áreas técnica, legislativa y económica.

c) **Criterios de selección de factores fundamentales de la energía eólica:** definición y establecimiento de los criterios de selección de los factores técnicos, legislativos y económicos, que afectan al desarrollo e implantación de la energía eólica, los cuales son de aplicación en la tesis. Como parte de la tesis se elaborarán matrices de factores fundamentales de la energía eólica en las áreas técnica, legislativa y económica. Estos factores constituirán la síntesis de los principales factores seleccionados en la presente propuesta metodológica en función de los criterios establecidos en la tesis.

d) **Caso de estudio:** se planteará como caso de estudio, en el presente capítulo 4 en su apartado 4.6., la aplicación de una propuesta metodológica definida específicamente por el autor de la tesis, como herramienta de mejora en un factor fundamental de la energía eólica seleccionado para el caso. Este caso de estudio servirá para comprobar la confirmación de la validez de la metodología planteada en la tesis doctoral, con el objeto de poder alcanzar los objetivos establecidos en la misma.

Adicionalmente y dentro del ámbito de futuros trabajos de investigación, el autor de la tesis propondrá el planteamiento de propuestas de desarrollo y de mejoras en la energía eólica, las cuales se implementarán sobre los factores seleccionados por el autor en las áreas técnica, legislativa y económica. Las posibles áreas de mejora de la energía eólica que se puedan plantear en la presente tesis quedan como temas de futuros trabajos de investigación y de tesis doctorales, los cuales se detallan en el capítulo 5.

En la Figura 4.1 se presenta el esquema general de desarrollo de la propuesta metodológica de identificación y selección de los factores fundamentales de la energía eólica, que se realiza en el presente capítulo 4.

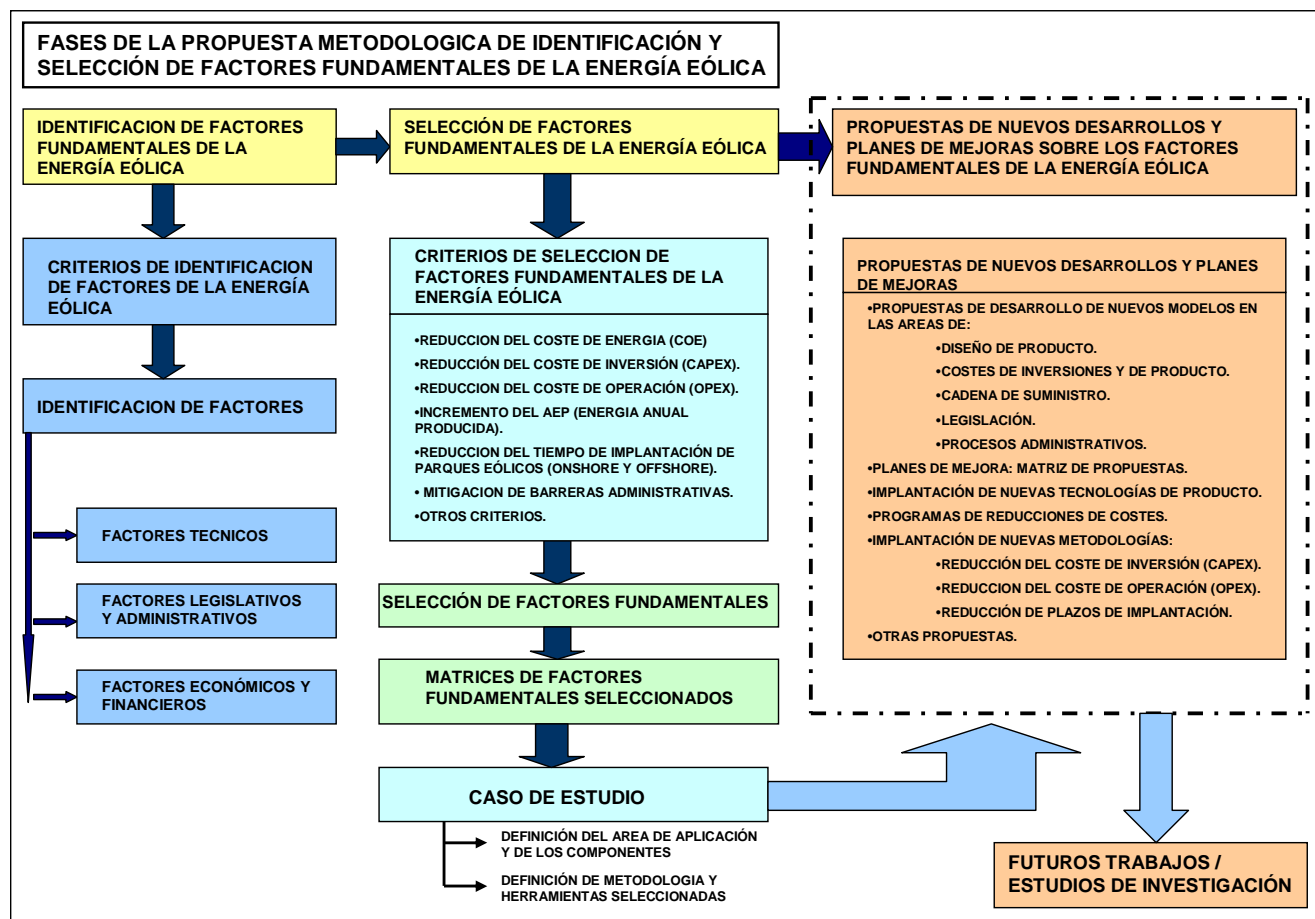


Figura 4.1. Esquema general de desarrollo de la propuesta metodológica de identificación y selección de los factores fundamentales de la energía eólica (Fuente: elaboración propia).

4.2.-CRITERIOS DE IDENTIFICACIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES.

La energía eólica, como objetivo en cuanto a su desarrollo e implantación, debe de poder competir en paridad de costes de la energía eléctrica producida (€/kWh) con las fuentes de energías convencionales (petróleo, gas natural, carbón, energía hidroeléctrica, etc.), debe poder ser implantada dentro de un marco legislativo adecuado dentro de unos plazos temporales y en unas condiciones económicas factibles, y a su vez proporcionar el rendimiento técnico más óptimo posible en cuanto a generación y tasa de producción de electricidad (EWEA, IDAE, IEA). Con objeto de identificar y posteriormente seleccionar los factores fundamentales de la energía eólica, los criterios establecidos por parte del autor para la identificación de los mismos se describen a continuación.

Los criterios para la identificación de los factores fundamentales de la energía eólica se basan en el análisis de referencias bibliográficas y en los datos y tendencias del mercado eólico, a partir de los cuales se han ordenado y sistematizado en los capítulos anteriores de la tesis todos los datos obtenidos, donde se

han identificado y se presentan los principales factores de la energía eólica, tanto en cada capítulo específico como en las matrices resumen en las tres áreas de investigación llevadas a cabo, los cuales son los siguientes:

- Factores técnicos.
- Factores legislativos y administrativos.
- Factores económicos y financieros.

En cada área fundamental de investigación de la energía eólica (Onshore y Offshore), basándose en las fuentes y referencias bibliográficas así como en el estado actual de la cuestión, se identifican por parte del autor los principales factores sobre los que se plantea seleccionar aquellos que son de influencia fundamental en el desarrollo de la energía eólica. Estos factores se han identificado en la tesis en el capítulo 2, de acuerdo a los criterios de selección establecidos y definidos en ese capítulo, en concreto en los apartados 2.4. Características técnicas generales de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal, 2.5. Legislación y aspectos administrativos de la instalación de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal, 2.6. Factores económicos y financieros relativos a los aerogeneradores eólicos de eje horizontal, así como en todo lo referente a los datos de situación de mercado, fabricantes de aerogeneradores y productos, los cuales se han desarrollado en detalle en el capítulo 3, Análisis y tendencias del mercado de aerogeneradores eólicos.

Estos factores identificados en las diferentes áreas de la energía eólica (técnica, legislativa y económica) dentro del alcance de la tesis, son la base de partida para posteriormente proceder a la selección final de los factores fundamentales y con mayor influencia en las diferentes áreas de la energía eólica, en relación a su competitividad respecto a otras fuentes de energía convencionales.

En la Figura 4.2. se muestra parcialmente, y a modo de ejemplo en cuanto a identificación de factores llevados a cabo en el capítulo 2 de la tesis, una matriz de identificación de factores económicos y financieros realizada para el área económica (ver capítulo 2, apartado 2.6.), habiéndose llevado a cabo el mismo proceso de identificación de factores en las áreas técnica y legislativa (ver apartados 2.4. y 2.5. del capítulo 2). Los criterios específicos de selección de cada factor se han establecido y definido en el capítulo 2 y en sus apartados.

Como referencia, cada matriz se compone de los siguientes campos de datos (ver Figura 4.2.): área donde se clasifica el tipo de factor (por ejemplo: área económica/financiera); factor específico identificado en cada área de los apartados del capítulo 2 (por ejemplo: *Pay-Back*, ROI (Retorno de la inversión)); criterio de identificación del factor y fuente de datos; responsabilidad funcional (actor o área funcional donde se encuentra encuadrado cada factor).

FACTORES ECONOMICOS/FINANCIEROS DE LA ENERGÍA EÓLICA.

FACTORES ECONOMICOS: COSTE DE LA ENERGÍA DE UN AEROGENERADOR (COE).

ÁREA ECONOMICA / FINANCIERA	FACTORES ECONOMICOS / FINANCIEROS: COSTE DE LA ENERGÍA DE UN AEROGENERADOR (COE).	CRITERIO DE IDENTIFICACION DEL FACTOR (FUENTE)	RESPONSABILIDAD FUNCIONAL
COSTE DE LA ENERGÍA DE UN AEROGENERADOR (COE).	Coste de la energía en €/kWh.	$CoE = \frac{CAPEX + OPEX}{Energy Production}$	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas
	<p>Coste de la Energía (COE = Cost of Energy): es el coste total de generar 1 kWh de energía por parte de una planta de generación de energía e incluye dentro de este concepto los costes de construcción de la planta, los costes financieros, los costes del combustible utilizado para generar la energía y los costes de operación de la planta de generación.</p>		
CAPEX (Capital Expenditure)	o Costes de capital e intereses del capital que se pagan para poder financiar la construcción del aerogenerador.	Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Ropero, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen; EWEA; AWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch y Vestas	INVERSOR; PROMOTOR; FABRICANTE DE AEROGENERADORES.
	o Costes de los terrenos de instalación o su alquiler.		
	o Costes incurridos en la fabricación del aerogenerador.		
	o Costes logísticos y de transporte.		
	o Costes de planificación y de preparación del proyecto.		
	o Costes de construcción e instalación en el emplazamiento del parque eólico.		
	o Costes de obra civil de la cimentación en tierra.		
	o Costes de instalación en parques Offshore de la subestructura de anclaje y su cimentación en el lecho marino (BoP = Balance of Plant).		
	o Costes de comisionado del aerogenerador en el parque eólico.		

Figura 4.2. Ejemplo de modelo de matriz de identificación de factores económicos y financieros de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

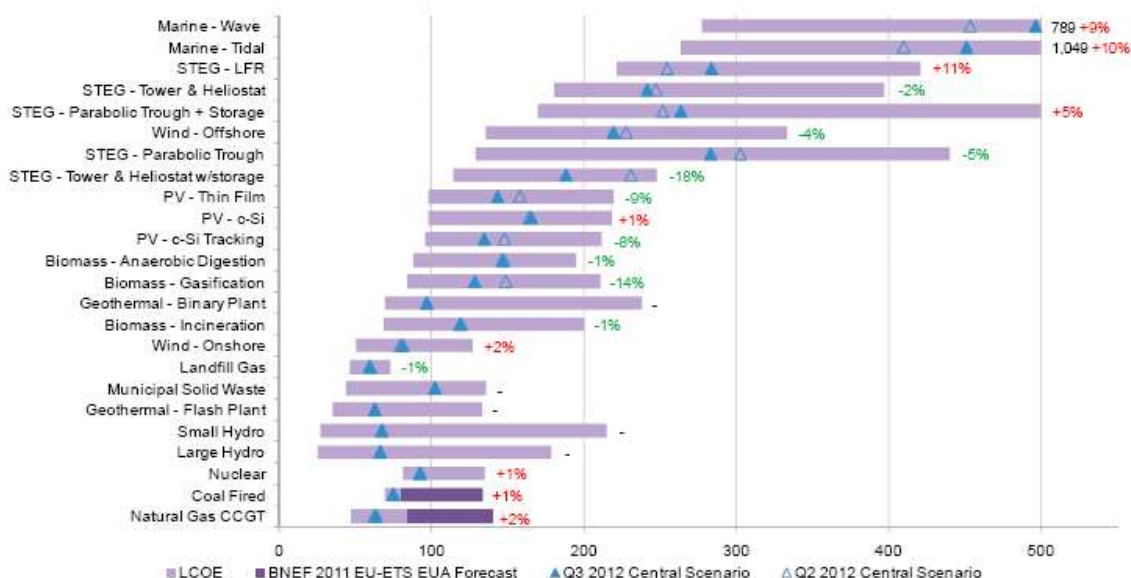
4.3.-CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES.

En cada área de influencia fundamental en la energía eólica (áreas técnica, legislativa y económica) y partiendo de los factores previamente identificados en el capítulo 2, se seleccionarán por parte del autor los factores fundamentales que afectan al desarrollo e implantación de la energía eólica en base a los criterios de selección establecidos en el presente apartado.

Uno de los objetivos principales dentro del sector de la energía eólica es la búsqueda de la paridad de los costes de producción de la electricidad de origen eólico respecto a las fuentes de energía convencionales (ver Figura 4.3.). Tal y como se ha desarrollado en el capítulo 2, apartado 2.6., actualmente existen varios factores exógenos y endógenos que afectan a la implantación y desarrollo de la energía eólica a nivel global como son, entre otros, los siguientes (EWEA; DOE; Fingersh L., Hand M., Laxson A., NREL et al.):

- El diferencial existente entre los costes en €/kWh entre la electricidad de origen eólico y los menores costes de otras fuentes de energía como son el gas natural, gas pizarra, carbón, etc. El diferencial de costes es especialmente desfavorable en el caso de la energía eólica Offshore.
- La reducción o eliminación por parte de los diferentes gobiernos, de las aportaciones públicas como las primas económicas a la producción de electricidad de origen eólico, así como de las subvenciones y exenciones fiscales a la energía eólica.
- La relación entre el rendimiento técnico de los aerogeneradores, la disponibilidad de recurso eólico de alta producción en los emplazamientos, los costes de la energía (COE) eólica, los costes de la inversión de capital necesaria (CAPEX), el retorno de la inversión (ROI), la disponibilidad de financiación de capital y otros temas exógenos a la energía eólica relacionados con los factores financieros de las inversiones de capital a nivel mundial.

LEVELISED COST OF ENERGY Q3 2012 (\$/MWH)



Source: Bloomberg New Energy Finance. Note: Carbon forecasts from the Bloomberg New Energy Finance European Carbon Model with an average price to 2020 of \$30/mt. Coal and natural gas prices from the US EIA and BNEF. Percentage change represents change from Q2 2012

Source: Bloomberg New Energy Finance

Figura 4.3. Gráfico comparativo con los valores del Coste de Energía anualizado (LCOE) en \$/MWh de diferentes fuentes productoras de energía (Fuente: Bloomberg New Energy Finance).

En relación a los criterios de selección de factores fundamentales de la energía eólica dentro del alcance de la tesis, la propuesta de selección de factores fundamentales por parte del autor es seleccionar los factores que son claves para que la energía eólica sea competitiva con otras fuentes de energía

convencionales desde el análisis de las áreas técnica, legislativa y económica. Los criterios generales a utilizar para la selección de factores fundamentales vienen definidos por los siguientes conceptos, a considerar en cada factor fundamental que se seleccione en las diferentes áreas de influencia de la energía eólica (los criterios específicos se detallan en cada área analizada: técnica, legislativa y económica):

- Factores técnicos: se consideran como criterios principales de selección de los factores técnicos aquellos relativos al desarrollo de mejoras técnicas en el diseño del producto (aerogenerador y sus componentes), a los nuevos diseños de aerogeneradores (Onshore y Offshore) y de sus componentes, con el objetivo de mejorar y optimizar los siguientes aspectos técnicos.
 - Producción de Energía Anual (AEP: *Annual Energy Production*): incremento de la energía producida anualmente por el aerogenerador.
 - Disponibilidad de los aerogeneradores en operación: incrementar la tasa de funcionamiento anual con el objetivo de obtener valores superiores al 99% de disponibilidad en operación y su mantenimiento en el tiempo.
 - Fiabilidad de los aerogeneradores en operación: incrementar la tasa de fiabilidad durante los 20 años de vida estimada. Como objetivo adicional implica la extensión de la vida en operación del aerogenerador por encima de los 20 años de vida, siendo hasta 25 años en el caso Offshore.
- Factores legislativos y administrativos: se consideran como criterios principales de selección de los factores legislativos aquellos que afectan a los aspectos de la legislación y de los procedimientos administrativos actuales en diversas áreas como las indicadas a continuación, los cuales inciden directamente en planteamientos de propuestas de mejora de la legislación existente, con objeto de optimizar el proceso de implantación actual y futuro de la energía eólica Onshore y Offshore.
 - Factores legislativos relativos a los requisitos de implantación de parques eólicos: los que afectan a la mitigación o eliminación de las barreras legislativas y administrativas para la implantación y el desarrollo continuo de emplazamientos de energía eólica Onshore y Offshore en España y globalmente.
 - Factores legislativos relativos a primas y subvenciones a la producción de electricidad de origen eólico: los que afectan al entorno legislativo en cuanto a la existencia de primas y de su cuantificación, exenciones de impuestos y subvenciones de organismos públicos a la producción de electricidad de origen eólico.
 - Factores legislativos y administrativos que afectan al cronograma de implantación de parques eólicos: los que afectan a la adecuación de los procedimientos legislativos y administrativos con objeto de conseguir la reducción del tiempo de realización de los trámites administrativos y de los requisitos documentales para la instalación de parques eólicos, para su conexión a la red, comisionado y puesta en marcha.
- Factores económicos y financieros: se considera como criterio principal de selección de los factores económicos la disminución del coste de la energía (COE), el cual afecta al coste de la misma y al precio en €/MW de los aerogeneradores y a la reducción de costes de los diferentes elementos internos que componen el coste de la energía de los mismos (Costes de inversión de capital -CAPEX-, costes de operación y mantenimiento -OPEX-, Producción de Energía Anual -AEP- y otros).

El proceso de selección de los factores fundamentales dentro de cada una de las áreas mencionadas, se desarrollan en los siguientes sub-apartados, en función de los criterios de selección de detalle previamente definidos en cada caso.

La sistemática para la visualización global de los factores fundamentales seleccionados en las áreas técnica, legislativa y económica se presenta por medio de matrices de síntesis de factores fundamentales de la energía eólica, llevándose a cabo la valoración y clasificación de los factores fundamentales seleccionados (con una valoración conceptual o numérica cuando es posible por la naturaleza del factor), por orden de importancia en cuanto a la contribución de cada factor al objetivo establecido en cada área. Como consecuencia, el orden de los factores en cada matriz indica la prioridad de cada uno de ellos en su desarrollo e implantación en el sector eólico, constituyéndose cada uno de los mismos en parte de los potenciales planes de mejora en cada uno de los factores fundamentales seleccionados.

El resto de factores de la energía eólica no incluidos en las matrices finales de factores fundamentales seleccionados, debido a que no se consideran incluidos dentro de los requisitos de selección de factores establecidos en cada área, se presentan como áreas adicionales de desarrollo y de mejora de la energía eólica. Sobre los factores fundamentales seleccionados dentro de cada una de las áreas mencionadas se plantearían, como parte de futuros trabajos de investigación, las propuestas de planes de mejoras a llevar a cabo, además de mencionarse como parte del resumen de conclusiones obtenidas de la tesis.

4.3.1. Criterios de selección de factores técnicos.

La selección de los factores técnicos, los cuales están en muchos casos en relación directa con factores técnicos y normativos de los aerogeneradores, se fundamenta en los criterios de selección de factores que se desarrollan a continuación. Para ello se procederá a seleccionar entre los factores técnicos identificados en el apartado 2.4. del capítulo 2 así como los identificados en otros capítulos, aquellos factores que contribuyen de manera fundamental y relevante a la consecución del objetivo planteado en la tesis. El criterio de selección de los factores técnicos de la energía eólica (Onshore y Offshore) que se plantea, está justificado por la influencia de dichos factores en los principales aspectos técnicos de la misma estando asociados a la mejora de la producción de energía anual producida, a la mejora del rendimiento y de la disponibilidad del aerogenerador, a la mejora de la fiabilidad en operación del aerogenerador durante la vida estimada de 20 años, a la introducción de los factores tecnológicos de última generación y a los aspectos técnicos relacionados con la mejora de la conexión a la red eléctrica. Se lleva a cabo la valoración y clasificación de los factores fundamentales seleccionados (con una valoración conceptual o numérica cuando es posible por la naturaleza del factor), por orden de importancia en cuanto a la contribución de cada factor al objetivo establecido en cada área.

Los criterios de selección de los factores técnicos fundamentales, basados en los factores de influencia técnicos, son los siguientes:

1-Producción de Energía Anual (AEP: *Annual Energy Production*): es el factor que proporciona el valor de la cantidad de energía producida anualmente por el aerogenerador en su emplazamiento. La producción de la energía anual (AEP) de cada aerogenerador instalado se presenta como una componente técnica que, mediante su incremento, afecta a la componente económica de la energía eólica, y este factor implica una reducción del coste de la energía (COE) anualizada (para factores que incidan preferentemente con una reducción de la misma desde el 0,3 % en adelante), estando asociado a modificaciones y mejoras técnicas del producto que a su vez pueden requerir inversiones adicionales de capital (ver capítulo 2, apartado 2.6.2.2). El objetivo de este criterio es seleccionar aquellos factores técnicos que inciden directamente de forma relevante en el aumento de la producción de energía anual (AEP); siendo el caso en el presente que en algunos de los factores relacionados con el incremento de la producción de energía anual (AEP) se está trabajando actualmente por parte de fabricantes, universidades, centros tecnológicos (públicos y privados), entidades sectoriales, laboratorios, etc.

La justificación para la selección de este criterio se basa en el objetivo de incrementar la competitividad económica de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo, por medio de la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, donde el factor de Producción de Energía Anual (AEP) incide directamente en la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, contribuyendo al incremento de la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo como un aspecto fundamental para poder alcanzar la paridad de costes con las fuentes de energía convencionales (EWEA; Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA et al.; Krohn, Morthorst, Awerbuch, EWEA y Dewi). El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en los apartados 2.4., 2.4.2.4.2., 2.4.3.2., 2.4.3.3.2., 2.6.2.2., 2.6.2.3. y 2.6.2.4. (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; Lecuona).

2-Factor de capacidad de un aerogenerador (*Capacity Factor*): el Factor de Capacidad de un aerogenerador es la cantidad de energía entregada durante un año dividida por la cantidad de energía que habría sido generada si el aerogenerador hubiera producido el rendimiento máximo a la máxima potencia a lo largo de las 8760 horas de un año completo. En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje

horizontal el factor de capacidad típico está en el rango entre el 25% y el 35%. Es por lo tanto un factor técnico de diseño pero que afecta directamente al rendimiento económico de la instalación eólica, y en concreto al incremento de la Producción de Energía Anual (AEP) y finalmente a la reducción del coste de energía (COE) anualizado. La mejora del factor de potencia implica, desde el punto de vista técnico del aerogenerador, la selección adecuada de los emplazamientos eólicos, mejoras técnicas que incrementan la captura de energía del viento, mejoras técnicas en la fiabilidad técnica y mejoras técnicas en la disponibilidad del aerogenerador en operación.

La justificación para la selección de este criterio se basa en que este factor incide directamente en el incremento de la Producción de Energía Anual (AEP) y por lo tanto en la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, contribuyendo al incremento de la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; Lecuona; EWEA). El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en los apartados 2.4.2., 2.4.3., 2.6.2. y 2.6.3. (Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA et al.; Krohn, Morthorst, Awerbuch, EWEA y Dewi).

3-Disponibilidad de los aerogeneradores en operación: la disponibilidad de un aerogenerador es un factor técnico que indica el porcentaje de funcionamiento en operación en el emplazamiento eólico en relación al total de funcionamiento teórico posible en porcentaje, en una situación en la que no hubiera ninguna incidencia ni parada del aerogenerador de tipo técnico. En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal el objetivo, desde el punto de vista técnico, es incrementar la tasa de funcionamiento anual con el objetivo de obtener valores superiores al 99% de disponibilidad en operación del aerogenerador y su mantenimiento en el tiempo a lo largo de los años de vida del mismo. En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal Onshore el porcentaje de disponibilidad típico está en el rango entre el 90% y el 98%. Es por lo tanto un factor técnico de diseño pero que afecta directamente al rendimiento económico de la operación de la instalación eólica, y en concreto a los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y a la Producción de Energía Anual (AEP), siendo afectado finalmente el coste de energía (COE) anualizado y su potencial reducción. La mejora de la disponibilidad de un aerogenerador implica, desde el punto de vista técnico del aerogenerador, la selección adecuada de la configuración técnica del aerogenerador, de la tecnología más eficaz para incrementar la fiabilidad de los sub-componentes mecánicos y eléctricos, la incorporación en el diseño del producto de las mejoras técnicas que incrementen la fiabilidad técnica y que finalmente incrementen la disponibilidad del aerogenerador en operación.

La justificación para la selección de este criterio se basa en que el factor técnico de disponibilidad del aerogenerador incide directamente, en el caso de obtener incrementos de la misma, en la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, contribuyendo al incremento de la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; Lecuona; EWEA). El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en los apartados 2.4., 2.4.2.4.2., 2.4.3.2., 2.4.3.3.2., 2.6.2.2., 2.6.2.3. y 2.6.2.4. (Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA et al.; Krohn, Morthorst, Awerbuch, EWEA y Dewi).

4-Fiabilidad de los aerogeneradores en operación: la fiabilidad de un aerogenerador es un factor técnico que afecta a la tasa de fallos del aerogenerador en operación, y por lo tanto influye directamente en otros factores técnicos como son la disponibilidad en operación y los costes de operación y mantenimiento (OPEX). En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal el objetivo, desde el punto de vista técnico, es incrementar la fiabilidad técnica del aerogenerador y de sus componentes con el fin de que se produzcan los menores fallos posibles en el funcionamiento de los mismos durante los 20 años de vida estimada del aerogenerador. Como objetivo adicional implica la extensión de la vida en operación del aerogenerador por encima de los 20 años de vida en el caso de aerogeneradores Onshore, siendo hasta 25 años en el caso de aerogeneradores Offshore.

La fiabilidad es por lo tanto un factor técnico asociado al diseño y a la calidad del producto y de sus componentes, pero que afecta directamente al rendimiento económico de la operación de la instalación eólica, y en concreto a los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y a la Producción de Energía

Anual (AEP), siendo afectada finalmente el coste de energía (COE) anualizado y a su potencial reducción. La mejora de la fiabilidad de un aerogenerador implica, desde el punto de vista técnico del aerogenerador, la selección adecuada de la configuración técnica del aerogenerador, de la tecnología más eficaz para incrementar la fiabilidad de los sub-componentes mecánicos y eléctricos, la incorporación en el diseño del producto de las mejoras técnicas que incrementen la fiabilidad técnica y que finalmente incrementen la disponibilidad del aerogenerador en operación.

La justificación para la selección de este criterio se basa en que el factor técnico de fiabilidad del aerogenerador incide directamente, en el caso de obtener incrementos de la misma, en la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, contribuyendo al incremento de la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; Lecuona; EWEA). El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en los apartados 2.6.2.4. 2.4., 2.4.2.4.2., 2.4.3.2., 2.4.3.3.2., 2.6.2.2., 2.6.2.3. y 2.6.2.4. (Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA et al.; Krohn, Morthorst, Awerbuch, EWEA y Dewi).

5-Factores técnicos de mejora del producto, nuevas tendencias y avances tecnológicos.

Como criterios de selección de los factores técnicos fundamentales, basados en los factores de influencia técnicos, es preciso tener en cuenta las últimas tendencias en cuanto a factores técnicos que se están desarrollando e implantando en el mercado de aerogeneradores (Onshore y Offshore). Los factores más influyentes en relación a las tendencias técnicas del mercado eólico son los mencionados a continuación.

- Requerimientos técnicos específicos de los clientes finales en función de las necesidades del mercado eólico.
- Evolución del estado de la técnica de los aerogeneradores: requisitos técnicos nuevos y nuevos desarrollos de componentes que llevan asociadas mejoras de rendimiento, incrementos de la fiabilidad y de la disponibilidad y/o reducciones del Coste de la Energía (COE).
- Nuevos diseños de aerogeneradores con prestaciones técnicas novedosas superiores a las de los modelos existentes actualmente en producción.
- Requerimientos técnicos que afectan al cumplimiento del requisito de vida del aerogenerador en operación de 20 años en emplazamientos terrestres Onshore y 25 años en emplazamientos marinos Offshore.
- Nuevas configuraciones técnicas de sub-componentes que llevan asociadas mejoras de rendimiento, de fiabilidad y/o reducciones del coste de la energía (COE), tales como modelos de tren de potencia (compacto, híbrido, etc.), diferentes tipos de configuración de sub-sistemas de la nacelle, tipos de torre con diferentes tipologías de materiales (híbridas, metálicas, etc.), etc.
- Procesos de estandarización de componentes y de características técnicas del aerogenerador.
- Otros aspectos técnicos.

Otro aspecto relevante a considerar en los criterios de selección de factores técnicos fundamentales, son las nuevas tendencias en la técnica y los nuevos avances tecnológicos en desarrollo para poder ser implantados e incorporados como mejoras técnicas en los aerogeneradores en aquellas áreas de la tecnología eólica en las que tienen aplicación. En lo referido al aerogenerador completo (Onshore y Offshore) y a sus componentes, actualmente se están llevando a cabo varios programas de investigación y desarrollo de nuevos conceptos técnicos de diferentes sistemas y componentes de aerogeneradores, así como la identificación de mejoras técnicas y la elaboración de los planes de desarrollo e implantación en la industria eólica. Estos programas se están llevando a cabo por medio de grupos de trabajo multidisciplinares internacionales, organismos nacionales e internacionales como, entre otros, los siguientes: UPWIND, RELIAWIND, WINDLIDER, WINDPACT, DOWEC, WE@SEA, DOWNWIND, REOLTEC, Proyecto MARINA PLATFORM, CENIT EOLIA, EMERGE, CENIT OCEAN LIDER, AZIMUT, NREL, EWEA, AWEA, IDAE, DOE y otros grupos de trabajo actualmente en desarrollo.

Como referencia se mencionan, entre otros, algunos de los principales factores técnicos en desarrollo y en estudio por parte de los citados grupos de trabajo:

- Selección de mayores diámetros de rotor en relación a la configuración técnica y a la potencia del aerogenerador.
- Utilización de mayores potencias de aerogenerador en relación a la producción de energía y en relación a los costes de inversión de capital (CAPEX).

- Nuevos desarrollos de producto con el fin de incrementar el factor de potencia de la instalación eólica.
- Reducción de las pérdidas de transmisión de energía entre aerogeneradores: *Array losses*.
- Incremento del coeficiente de potencia del rotor.

La justificación para la selección de este criterio se basa en que los nuevos factores técnicos en desarrollo pueden incidir directamente en los factores técnicos fundamentales del aerogenerador y en el incremento de su eficiencia, como son los casos de potenciales incrementos de disponibilidad, de la fiabilidad, del factor de potencia y finalmente su contribución a la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, contribuyendo de este modo al incremento de la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; Lecuona; EWEA). El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en los apartados 2.4., 2.4.2.4.2., 2.4.3.2., 2.4.3.3.2., 2.6.2.2., 2.6.2.3. y 2.6.2.4. (Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA et al.; Krohn, Morthorst, Awerbuch, EWEA y Dewi).

6-Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y de conexión a la red eléctrica:

Como criterios de selección de los factores técnicos fundamentales, basados en los factores de influencia técnicos, es preciso tener en cuenta otros factores técnicos como las características técnicas de montaje e instalación de los aerogeneradores, las características técnicas del aerogenerador requeridos de obligado cumplimiento como requisito para obtener la certificación de producto por parte de una entidad certificadora, los sistemas de control de los aerogeneradores y de la conexión a la red eléctrica, tanto los convencionales como los que se están desarrollando e implantando en el mercado de aerogeneradores (Onshore y Offshore). Los factores más influyentes en relación a dichos sistemas de control y de la conexión a la red eléctrica son los mencionados a continuación.

- Desarrollo de sistemas de infraestructuras técnicas en la energía eólica Offshore: ingeniería de sistemas de control, proyectos de demostración de parques y plataformas Offshore.
- Desarrollo de códigos de conexión de red Offshore y sus requisitos, con objeto de reducir los riesgos técnicos y los costes de financiación de la energía eólica Offshore, la incorporación de configuraciones de transmisión de energía de bajo coste y la integración de la energía eólica en la gestión de sistemas de gestión de potencia de redes.
- Desarrollo de infraestructuras complementarias para la energía eólica Offshore:
 - Factores de desarrollo de la fabricación local de grandes componentes: sub-estructuras de cimentación.
 - Desarrollo de una cadena de suministro competitiva a nivel local y global.
 - Desarrollo de infraestructuras portuarias para el mercado Offshore.
 - Desarrollo de la suficiente capacidad para la construcción de barcos de transporte e instalación para aerogeneradores Offshore.

La justificación para la selección de este criterio se basa en que los factores técnicos de montaje e instalación, de los sistemas de control de los aerogeneradores y de la conexión a la red eléctrica inciden directamente en los factores técnicos fundamentales del aerogenerador y en el incremento de su eficiencia, como son los casos de potenciales incrementos de disponibilidad, de la fiabilidad y finalmente su contribución a la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, contribuyendo de este modo al incremento de la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; Lecuona; EWEA). El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en los apartados 2.4., 2.4.2.4.2., 2.4.3.2., 2.4.3.3.2., 2.6.2.2., 2.6.2.3. y 2.6.2.4. (Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA et al.; Krohn, Morthorst, Awerbuch, EWEA y Dewi).

4.3.2. Criterios de selección de factores legislativos y administrativos.

La selección de los factores legislativos y administrativos, los cuales están en algunos casos en relación directa con factores económicos de la energía eólica, se fundamenta en los criterios de selección de

factores que se desarrollan a continuación. Para ello se procederá a seleccionar entre los factores legislativos y administrativos identificados en el apartado 2.5. del capítulo 2, aquellos factores que contribuyen de manera fundamental y relevante a la consecución del objetivo planteado en la tesis.

El criterio de selección de los factores legislativos y administrativos de la energía eólica (Onshore y Offshore) que se plantea, está justificado por la influencia de dichos factores en los principales aspectos relacionados con el desarrollo y la implantación de la misma. Como criterios básicos de selección de factores legislativos se establecen aquellos factores que afectan a los tipos de trámites administrativos necesarios para una instalación eólica (autorizaciones, tramitación, pre-registro, permisos de instalación, etc.), a la legislación relativa a la retribución pública de la energía eólica y a los costes administrativos, a factores que afectan al plazo total de la implantación y ejecución de la instalación eólica y a los que afectan al plazo parcial de cada fase intermedia. El objetivo final que se pretende plantear es la mitigación o eliminación de barreras legislativas y administrativas, las cuales serán desarrolladas en posteriores planes de implantación de actividades de mejora en cada área, los cuales quedan fuera del alcance de la tesis. Se lleva a cabo la valoración y clasificación de los factores fundamentales seleccionados (con una valoración conceptual o numérica cuando es posible por la naturaleza del factor), por orden de importancia en cuanto a la contribución de cada factor al objetivo establecido en cada área.

Los criterios de selección de los factores legislativos y administrativos fundamentales, basados en los factores de influencia de la legislación y de los procedimientos administrativos actuales, son los siguientes:

1- Factores de procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas.

En las diferentes áreas de la legislación relativas a la energía eólica y a su afectación, hay que tener en cuenta en la selección de factores los requisitos y elementos relativos a los aspectos y procedimientos administrativos de la implantación de la energía eólica, entre los cuales se incluyen en el ordenamiento jurídico aspectos relativos a las autorizaciones, tramitación, pre-registro, permisos de instalación, etc., los cuales son elaborados y requeridos por las administraciones públicas con objeto de autorizar la instalación de aerogeneradores cuyo fin es la producción de electricidad de origen eólico. Como criterios de selección de factores legislativos y administrativos, se seleccionarán aquellos que presentan un impacto relevante en el aspecto legislativo-administrativo en cuanto a tipología y número de trámites, en concreto y referidos a la legislación española, quedando la legislación internacional fuera del alcance de la tesis en este apartado. De entre estos factores y aspectos administrativos destacan varias áreas legislativas cuyos factores desde el punto de vista de tramitación administrativa, por su influencia en el desarrollo e implantación de la energía eólica es necesario incluirlos como factores y sub-factores fundamentales.

- Procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial.
- Procedimientos administrativos de derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica en el régimen especial.
- Procedimientos administrativos del registro de Pre-asignación de retribución para las instalaciones eólicas del régimen especial.
- Procedimientos administrativos para las instalaciones de generación eólicas marinas.

La justificación para la selección de este criterio se basa en la situación actual a nivel mundial y en particular en España (RD 661/2007, PANER 2010-2020, PER 2011-2020 y resto de normativa según bibliografía), en relación a los trámites administrativos necesarios para la instalación de parques eólicos Onshore y Offshore. Como referencia de la situación actual en Europa (Ceña A., Iuga D., Simonot E. et al., EWEA), reseñar que los trámites legislativos y administrativos que es necesario cumplimentar como requisitos para poder obtener los permisos para la instalación de un parque eólico por las diferentes autoridades competentes en la materia son múltiples en los estados de la Unión Europea y en particular en España, donde actualmente y de modo general hay que considerar factores como el número de autoridades administrativas a contactar directamente por el promotor eólico, el número de autoridades administrativas a contactar indirectamente por el promotor eólico, el tiempo administrativo que se consume en la ejecución de todos los trámites, los costes administrativos generados, los procedimientos de transparencia administrativa y la actitud y receptividad de las autoridades administrativas hacia la energía eólica. Dentro de los factores legislativos relativos a los requisitos de implantación de parques eólicos, los cuales afectan a la mitigación o eliminación de las barreras legislativas y administrativas para

la implantación y el desarrollo continuo de emplazamientos de energía eólica Onshore y Offshore en España y globalmente, por medio de la selección de los factores legislativos y administrativos más relevantes se contribuirá a la reducción y mitigación de dichas barreras legislativas administrativas por medio del desarrollo de posteriores planes de mejora y acción, en cuanto a número de trámites administrativos, grado de complejidad de los trámites administrativos, número de documentos a presentar, proceso de aprobación administrativa, etc., cuyo detalle y requisitos se han desarrollado en el punto 2.5 del capítulo 2 que adicionalmente se reseñan e indican en la bibliografía del capítulo 2 y en el capítulo 6.

2-Plazos de implantación a nivel legislativo y administrativo.

En las diferentes áreas de la legislación relativas a la energía eólica y a su afectación, hay que tener en cuenta en la selección de factores los requisitos relativos a los aspectos y procedimientos administrativos de la implantación de la energía eólica, entre los cuales se incluyen los factores legislativos y administrativos que afectan al cronograma de implantación de parques eólicos: se seleccionarán como factores fundamentales los que afectan a la adecuación de los procedimientos legislativos y administrativos con objeto de conseguir la reducción del tiempo de realización de los trámites administrativos y de los requisitos documentales para la instalación de parques eólicos, para su conexión a la red, comisionado y puesta en marcha. De entre estos factores y aspectos administrativos destacan varias áreas legislativas cuyos factores desde el punto de vista de duración de la tramitación administrativa, por su influencia en el desarrollo e implantación de la energía eólica es necesario incluirlos como factores y sub-factores fundamentales.

-Requisitos legislativos: documentación y requisitos legales con impacto en el cronograma de ejecución y en la complejidad técnica requerida para la instalación de un parque eólico.

-Planificación administrativa: planificación de recursos y de permisos de instalación, desarrollo de estrategias de selección de emplazamientos marinos, requisitos de interconexión a la red, etc.

-Reducción de los plazos de permisos de energización y explotación del parque eólico: llevan asociadas reducciones de costes en los costes de financiación al proporcionar una visión estable de los plazos de ejecución y puesta en operación del proyecto.

-Factores legislativos y administrativos que afectan al cronograma de implantación: adecuación de los procedimientos legislativos y administrativos con objeto de conseguir la reducción del tiempo de realización de los trámites administrativos para la instalación de parques eólicos y para su conexión a la red y su puesta en marcha.

-Reducción del plazo total de desarrollo e implantación de la energía eólica:

- Onshore: en nuevos emplazamientos con clases de vientos Clase I (vientos altos), Clase II (Vientos medios), Clase III (Vientos bajos), Clase S (parques especiales) y en regiones sin implantación de la energía eólica.
- Offshore: desarrollo global de la energía eólica Offshore en nuevos emplazamientos en España y en otros países sin implantación de la energía eólica marina.

-Plazo de autorización de la instalación de un parque eólico: el objetivo es reducir el plazo medio en la administración en España y en Europa.

La justificación para la selección de este criterio se basa en la situación actual a nivel mundial y en particular en España (RD 661/2007, PANER 2010-2020, PER 2011-2020 y resto de normativa según la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.5.), en cuanto a la duración de las diferentes fases intermedias y la duración total de los trámites administrativos necesarios para la instalación de parques eólicos Onshore y Offshore. Como referencia de la situación actual en Europa (Ceña A., Iuga D., Simonot E. et al., EWEA), reseñar que el tiempo medio necesario para cumplimentar todos los trámites y procedimientos administrativos requeridos para obtener los permisos para la instalación de un parque eólico por las diferentes autoridades competentes en la materia son de 54,8 meses de media para parques Onshore en la Unión Europea (media de 27 estados) y de 76,08 meses de media en España. En lo relativo a los parques Offshore son de 32 meses de media para parques Offshore en la Unión Europea (media de 27 estados). Desde EWEA se propone que el tiempo medio total para cumplimentar todos los trámites y procedimientos administrativos requeridos para obtener los permisos para la instalación de un parque eólico Onshore sea de 24 meses.

3- Factores y aspectos económicos.

En las diferentes áreas de la legislación relativas a la energía eólica y a su afectación, hay que tener en

cuenta en la selección de factores los requisitos relativos a los factores y aspectos económicos asociados a los procedimientos administrativos de la implantación de la energía eólica, entre los cuales se incluyen en el ordenamiento jurídico aspectos relativos a los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial, los complementos de retribución en el régimen especial, exenciones de impuestos y subvenciones de organismos públicos a la producción de electricidad de origen eólico, y los gastos administrativos generados para la energía eléctrica producida en régimen especial. Como criterios de selección de factores legislativos y administrativos, se seleccionarán aquellos que presentan un impacto relevante en el aspecto de los factores económicos legislativos y administrativos en cuanto a la existencia y cuantía tanto de las aportaciones públicas a la producción de energía eléctrica en régimen especial como en cuanto a los costes administrativos de la implantación de la misma, referidos a la legislación española, quedando la legislación internacional fuera del alcance de la tesis en este apartado. De entre estos factores y aspectos administrativos destacan varias áreas legislativas cuyos factores desde el punto de vista de la aportación económica pública, por su influencia en el desarrollo e implantación de la energía eólica es necesario incluirlos como factores y sub-factores fundamentales.

-Subvenciones públicas a la producción de energía eléctrica de origen eólico en régimen especial:

- Primas: entorno administrativo con primas a 0 euros.
- Subvenciones y ayudas públicas: en función de su existencia y cuantía en €/kWh se debe plantear el desarrollo de la energía eólica con paridad de costes de producción de electricidad respecto a las energías convencionales (carbón, gas, nuclear, etc.)

-Costes administrativos del régimen especial.

La justificación para la selección de este criterio se basa en el diferencial actual existente, hasta el presente año 2013, en el objetivo de alcanzar la paridad de costes de la energía eólica (€/MWh) respecto a las fuentes de energía convencionales, tal y como se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.5 y 2.6. (RD 661/2007, Orden ITC/3353/2010, PANER 2010-2020, PER 2011-2020 y resto de normativa según la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.5.; Mitchell, C., et al.; Lensink, S.; REN21, 2009; Becker, F. et al. y Comisión Europea). En entorno legislativo particular en España la legislación vigente en la actualidad en el año 2013, presenta la situación de que desde el 28-01-2012 por medio del RD 1/2012 se han suspendido los procedimientos de pre-asignación de retribución y de incentivos económicos para nuevas instalaciones de energías renovables, entre ellas la eólica. Esto ha conllevado a la paralización de la asignación de primas a las nuevas instalaciones eólicas en España desde dicha fecha.

4- Factores y aspectos de las competencias legislativas.

En las diferentes áreas de la legislación relativas a la energía eólica y a su afectación, hay que tener en cuenta en la selección de factores los requisitos relativos a los aspectos y procedimientos administrativos de las competencias legislativas en las autorizaciones e implantación de la energía eólica, los cuales son elaborados y requeridos por las administraciones públicas con objeto de autorizar las instalaciones eólicas en sus diferentes fases administrativas y de ejecución técnica. Como criterios de selección de factores legislativos y administrativos relativos a las competencias legislativas, se seleccionarán aquellos que presentan un impacto relevante en el aspecto legislativo-administrativo en cuanto a tipología de tramitación y en cuanto a la administración con responsabilidad en su tramitación y autorización, en concreto y referidos a la legislación española, quedando la legislación internacional fuera del alcance de la tesis en este apartado. De entre estos factores y aspectos administrativos destacan varias áreas legislativas cuyos factores desde el punto de vista de competencias legislativas, por su influencia en el desarrollo e implantación de la energía eólica es necesario incluirlos como factores y sub-factores fundamentales.

-Competencias legislativas para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial.

-Competencias administrativas para las instalaciones de generación eólicas marinas.

La justificación para la selección de este criterio se basa en la situación actual en España (RD 661/2007, PANER 2010-2020, PER 2011-2020 y resto de normativa según bibliografía), en relación a las competencias legislativas trámites administrativos necesarios para la instalación de parques eólicos Onshore y Offshore. Como referencia de la situación actual en Europa (Ceña A., Iuga D., Simonot E. et al., EWEA), reseñar que los trámites legislativos y administrativos que es necesario cumplimentar como requisitos para poder obtener los permisos para la instalación de un parque eólico por las diferentes

autoridades competentes en la materia son múltiples en los estados de la unión europea y en particular en España, donde actualmente y de modo general hay que considerar factores como el número de autoridades administrativas a contactar directamente por el promotor eólico, el número de autoridades administrativas a contactar indirectamente por el promotor eólico, los procedimientos de transparencia administrativa y la actitud y receptividad de las autoridades administrativas hacia la energía eólica. Dentro de los factores legislativos relativos a las competencias administrativas, los cuales afectan a la mitigación o eliminación de las barreras legislativas y administrativas para la implantación y el desarrollo continuo de emplazamientos de energía eólica Onshore y Offshore en España, por medio de la selección de los factores legislativos y administrativos más relevantes se contribuirá a la reducción y mitigación de dichas barreras por medio del desarrollo de posteriores planes de mejora y acción, en cuanto a tipo de administración pública competente, número de trámites administrativos, grado de complejidad de los trámites administrativos, número de documentos a presentar, proceso de aprobación administrativa, etc., cuyo detalle y requisitos se han desarrollado en el punto 2.5 del capítulo 2.

5- Factores y aspectos técnicos y constructivos.

En las diferentes áreas de la legislación relativas a la energía eólica y a su afectación, hay que tener en cuenta en la selección de factores los requisitos relativos a los aspectos y procedimientos legislativos de los aspectos técnicos y constructivos requeridos por la legislación para la instalación y operación de las instalaciones eólicas. Como criterios de selección de factores legislativos y administrativos relativos a los aspectos técnicos y constructivos, se seleccionarán aquellos que presentan un impacto relevante en el aspecto legislativo-administrativo en cuanto a los requisitos técnicos y constructivos de los aerogeneradores, afectando a la tipología de tramitación y autorización de la operación, en concreto y referidos a la legislación española, quedando la legislación internacional fuera del alcance de la tesis en este apartado. De entre estos factores y aspectos administrativos destacan varias áreas legislativas cuyos factores desde el punto de vista de aspectos técnicos y constructivos, por su influencia en el desarrollo e implantación de la energía eólica es necesario incluirlos como factores y sub-factores fundamentales.

La justificación para la selección de este criterio se basa en la situación actual en España (RD 661/2007 (Disposición adicional séptima), el Procedimiento de operación P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas” (2006) y el Procedimiento de operación P.O. 3.7 “Programación de la generación renovable no gestionable” (2006), CNE, 2011 y Mojarro, Endesa, 2007 y resto de normativa según bibliografía en el capítulo 2 y 6). Dentro de los factores legislativos relativos a los aspectos técnicos y constructivos requeridos por la legislación para la instalación y operación de las instalaciones eólicas, los cuales afectan a la mitigación o eliminación de las barreras legislativas y administrativas para la implantación y el desarrollo continuo de emplazamientos de energía eólica Onshore y Offshore en España, por medio de la selección de los factores legislativos y administrativos más relevantes se contribuirá a la reducción y mitigación de dichas barreras, por medio del desarrollo de posteriores planes de mejora y acción .

6- Factores y aspectos medioambientales.

En las diferentes áreas de la legislación relativas a la energía eólica y a su afectación, hay que tener en cuenta en la selección de factores los requisitos relativos a los factores y aspectos medioambientales requeridos por la legislación para la instalación y operación de las instalaciones eólicas. Como criterios de selección de factores legislativos y administrativos relativos a los aspectos medioambientales, se seleccionarán aquellos que presentan un impacto relevante en el aspecto legislativo-administrativo en cuanto a la autorización de la instalación eólica, afectando a la tipología de tramitación y autorización de la operación, en concreto y referidos a la legislación española, quedando la legislación internacional fuera del alcance de la tesis en este apartado.

La justificación para la selección de este criterio se basa en la situación actual en España (RD 1/2008, Ley 9/2006, PANER 2010-2020, PER 2011-2020 y resto de normativa según bibliografía en el capítulo 2 y 6). Dentro de los factores legislativos relativos a los factores medioambientales relacionados con la implantación de la energía eólica eólicas, los cuales afectan a la mitigación o eliminación de las barreras legislativas y administrativas para la implantación y el desarrollo continuo de emplazamientos de energía eólica Onshore y Offshore en España, por medio de la selección de los factores legislativos y administrativos más relevantes se contribuirá a la reducción y mitigación de dichas barreras por medio del desarrollo de posteriores planes de mejora y acción.

4.3.3. Criterios de selección de factores económicos y financieros.

La selección de los factores económicos y financieros, los cuales están en muchos casos en relación directa con factores técnicos de los aerogeneradores, se fundamenta en los criterios de selección de factores que se desarrollan a continuación. Para ello se procederá a seleccionar entre los factores económicos y financieros identificados en el apartado 2.6. del capítulo 2, aquellos factores que contribuyen de manera fundamental y relevante a la consecución del objetivo planteado en la tesis. El criterio de selección de los factores económicos de la energía eólica (Onshore y Offshore) que se plantea, está justificado por la influencia de dichos factores en los principales aspectos económicos y financieros de la misma, así como por el importe que conllevan y por la existencia o no de los factores en el mercado de la electricidad. Se lleva a cabo la valoración y clasificación de los factores fundamentales seleccionados (con una valoración conceptual o numérica cuando es posible por la naturaleza del factor), por orden de importancia en cuanto a la contribución de cada factor al objetivo establecido en cada área.

Los criterios de selección de los factores económicos y financieros fundamentales, basados en los factores de influencia económica, son los siguientes:

1-Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica: son proporcionados por las administraciones públicas a la producción de electricidad de origen eólico, y a fecha actual la competitividad de la energía eólica en el mercado de la electricidad depende de su importe y de su existencia en el ordenamiento jurídico. De entre ellos destacan varios factores que por su influencia económica en el precio final de la electricidad vendida son fundamentales para que la energía eólica a fecha actual pueda competir con las fuentes de energía convencionales.

- Primas a la producción de energía renovable eólica (*Energy Production Payment*): la administración pública abona directamente una cantidad a cada kWh producido en cada parque eólico una vez cumplidos los requisitos establecidos por la legislación vigente. Es el sistema utilizado actualmente en España en función de los diferentes reales decretos legislativos, estando en 2012 y 2013 sin efecto la prima eólica. El valor económico que aporta la prima en España es de 2,0142 céntimos de €/kWh producido según el RD 661/2007 y la orden ITC/3353/2010 (ver en el capítulo 2, el punto 2.5.4.2.).
- Exención de impuestos (*Tax Credit Payment*): proporciona al promotor eólico de una exención del pago de impuestos anuales en función de la inversión realizada en la instalación o en base a la energía anual producida. De aplicación en Estados Unidos y denominado como PTC (*Production Tax Credit*).
- Pago fijo (*Feed-In Tariff*: FIT): son factores de regulaciones nacionales, similares a las primas utilizadas en España, en relación al precio de la electricidad y se trata de las primas a la producción de energía eléctrica de origen eólico mediante la garantía del pago a un precio fijo por kWh producido, con prioridad de acceso a la red y al suministro, y con obligación de compra de la electricidad producida por parte de las compañías eléctricas en esas condiciones durante un número determinando de años. Es un sistema muy común utilizado en Europa.

La justificación para la selección de este criterio se basa en el diferencial actual existente, hasta el presente año 2013, en el objetivo de alcanzar la paridad de costes de la energía eólica (€/kWh) respecto a las fuentes de energía convencionales, tal y como se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.6. (Mitchell, C., et al.; Lensink, S.; REN21, 2009; Becker, F. et al. y Comisión Europea).

2-Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica: con objeto de definir la viabilidad económica del proyecto de instalación de un parque eólico es necesario llevar a cabo una serie de evaluaciones financieras. Hay tres factores financieros fundamentales, los cuales son métodos financieros, que se pueden utilizar en combinación para obtener los datos necesarios para determinar si una inversión de capital es rentable en función de los parámetros de rentabilidad establecidos por el inversor. Es necesario llevar a cabo una análisis financiero con los tres factores financieros que se indican a continuación, y en caso de riesgo elevado es preciso utilizar tanto los métodos del TIR y del VAN, siendo este último el que predomina en caso de conflicto. Los factores financieros fundamentales son:

- ROI (Retorno de la Inversión o *Return of Investment*).
- VAN (Valor Actual Neto): del proyecto y del inversor.
- TIR (Tasa Interna de Retorno): del proyecto y del inversor.

La justificación para la selección de este criterio se basa en la valoración financiera imprescindible de los

proyectos de parques eólicos (Onshore y Offshore), los cuales parten de unos criterios financieros iniciales por parte del inversor y de unos condicionantes financieros por parte de los proveedores de financiación del proyecto con objeto de determinar la viabilidad financiera del mismo así como su posterior rentabilidad. El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.6.2.1. (Krohn, Morthorst, Awerbuch, EWEA, fabricantes de aerogeneradores; Berman, K.; Knight, Case, J.; Gava, L., Roper, E., Serna, G., Ubierna, A; Brealey, Myers, Allen)

3-Reducción del coste de la energía (COE) anualizado en aerogeneradores Onshore y Offshore: es el objetivo de competitividad económica de la energía eólica para alcanzar la paridad de costes con las fuentes de energía convencionales. Con este objeto se procederá a seleccionar aquellos factores económicos y financieros que contribuyen de manera relevante a la disminución del coste de la energía (COE) anualizada de los aerogeneradores al ser la más representativa y real desde el punto de vista económico. Esta contribución viene aportada por parte de los factores que componen la fórmula del coste de la energía (COE) anualizada, los cuales aportan diferentes porcentajes en la reducción de la misma (como criterio representativo desde el punto de vista económico, aplicando la fórmula de cálculo del COE anualizado de NREL desarrollada en el punto 4.6.1.2.). La referencia cuantitativa para seleccionar los factores que componen el coste de energía (COE) anualizada, cuya contribución total es relevante, se ha considerado flexible para poder proporcionar una mayor visibilidad conceptual, y se llevará a cabo entre aquellos factores que estén incluidos dentro del rango del pareto del 80% en los diferentes componentes de la fórmula del COE anualizado. Entre los componentes fundamentales de dicha fórmula desde el punto de vista económico están los siguientes:

- Costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX: *Capital Expenditure*) anualizado: es un factor incluido dentro del coste de la energía eólica (COE). Incluye los factores de costes de capital asociados al aerogenerador y su instalación tales como los costes del aerogenerador, la instalación de aerogeneradores (Onshore y Offshore), incluyendo las cimentaciones en tierra, las subestructuras de cimentación Offshore (BoP: *Balance of Plant*), el cable submarino, la conexión a la red eléctrica, etc.
- Costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores (OPEX: *Operation Expenditure*) anualizado: es un factor incluido dentro del coste de la energía eólica COE. Incluye los gastos de operación y mantenimiento del aerogenerador durante el periodo anual considerado y los gastos de fallos en garantías. Se considerarán los factores que reducen los costes de operación, los costes de mantenimiento (correctivo, programado y predictivo), los que mejoran la fiabilidad, la reducción de costes de re-emplazo de componentes, etc.

Los factores y sub-factores que contribuyan con un valor cuantitativo poco relevante al COE (se puede establecer como referencia una aportación de un 0,1% o menor sobre del COE anualizado), pertenecen al grupo del resto de factores económicos identificados en el apartado 2.6.2.

La justificación para la selección de este criterio se basa en el objetivo de incrementar la competitividad económica de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo, por medio de la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada como un aspecto fundamental para poder alcanzar la paridad de costes con las fuentes de energía convencionales. El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.6.2.2. con la valoración y argumentación de organismos internacionales, entidades sectoriales, diversos autores especializados en el energía eólica, consultoras y compañías fabricantes (EIA; DOE, USA; EWEA; Krohn, Morthorst, Awerbuch; NREL y BTM).

4-Incremento de la Producción de Energía Anual (AEP: *Annual Energy Production*): es el factor que proporciona el valor de la cantidad de energía producida anualmente por el aerogenerador en su emplazamiento. El incremento de la producción de la energía anual de cada aerogenerador instalado se presenta como una componente técnica que afecta como componente económica de la energía eólica, y este factor implica una reducción del coste de la energía (COE) anualizada (para factores que incidan en una reducción preferentemente desde el 0,3 % en adelante), estando asociado a mejoras técnicas del producto que a su vez pueden requerir inversiones adicionales de capital.

La justificación para la selección de este criterio se basa en el objetivo de incrementar la competitividad

económica de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo, por medio de la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, donde el factor de Producción de Energía Anual incide directamente en la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, contribuyendo al incremento de la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo como un aspecto fundamental para poder alcanzar la paridad de costes con las fuentes de energía convencionales. El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.6.2.3. (Krohn, Morthorst, Awerbuch; EWEA y Vestas).

5-Factor de capacidad de un aerogenerador (*Capacity Factor*): el Factor de Capacidad de un aerogenerador es la cantidad de energía entregada durante un año dividida por la cantidad de energía que habría sido generada si el aerogenerador hubiera producido el rendimiento máximo a la máxima potencia a lo largo de las 8760 horas de un año completo. En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal el factor de capacidad típico está en el rango entre el 25% y el 35%. Es por lo tanto un factor técnico de diseño pero que afecta directamente al rendimiento económico de la instalación eólica, y en concreto al incremento de la Producción de Energía Anual (AEP) y finalmente a la reducción del coste de energía (COE) anualizado.

La justificación para la selección de este criterio se basa en que este factor incide directamente en el incremento de la Producción de Energía Anual, y por lo tanto en la reducción del Coste de la Energía (COE) anualizada, contribuyendo al incremento de la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y a su desarrollo continuo. El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.6.2.4. (Krohn, Morthorst, Awerbuch, EWEA y Dewi).

6-Costes y precio de la energía eólica. El coste de la energía eléctrica producida mediante aerogeneradores viene determinado por una serie de factores tanto técnicos, como económicos y legislativos o regulatorios. El precio medio de la electricidad en el mercado mayorista es el precio objetivo que la generación eólica debe conseguir para poder competir en igualdad de condiciones con el resto de fuentes de generación de energía (AEE, 2011). Se seleccionarán los factores económicos que afectan a la composición del precio de la electricidad y se seleccionarán asimismo aquellos factores que inciden en el coste de las primas a la energía eólica.

- Precio de la electricidad y coste de las primas eólicas. Se considerará el factor de la relación diferencial entre el precio medio de la electricidad y el precio de las primas a la energía eólica como criterio de selección de factores fundamentales. Como referencia el precio medio de la electricidad en España en 2010, según OMEL y CNE, ha sido de 37,01 €/MWh en el mercado mayorista de la electricidad. El precio medio con el que se ha retribuido a la energía eléctrica de origen eólico terrestre con 77,88 €/MWh en el año 2010 incluyendo las primas reguladas en la legislación vigente. Se aplica el mismo concepto de selección de factores a la energía eólica Offshore.
- Precio por MW eólico. Un concepto muy extendido en el mercado eólico es el del precio medio en €/MW (o €/Kw) producido por un aerogenerador como base de comparación entre las diferentes áreas geográficas como Europa, Asia y América. En Europa el organismo EWEA ha realizado una serie de estimaciones y proyecciones del coste en €/MW de la energía eólica, tanto Onshore como Offshore, contrastándose los datos de EWEA y los de la Comisión Europea. Como criterio de selección de factores económicos se seleccionarán aquellos que contribuyan a la reducción del coste en €/MW de la energía eólica.

La justificación para la selección de este criterio y de sus sub-criterios, se basa en que estos factores económicos inciden directamente en la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y en su desarrollo continuo. El detalle se indica en la bibliografía del capítulo 2 y en el apartado 2.6.2.8., para el precio medio de la electricidad y el precio de las primas a la energía eólica (Morthorst, P. E., Sudeshna R. et al.; EWEA; CNE; AEE; Deloitte; IDAE), y para el precio medio en €/MW producido por un aerogenerador (EWEA; IDAE; Comisión Europea; Krohn, S., Morthorst, P., Awerbuch, S.; RISO DTU; Bloomberg New Energy Finance; MAKE Consulting; National Berkeley Laboratory)

4.4. SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EÓLICA.

En este apartado se procede a realizar la selección de los factores fundamentales de la energía eólica (Onshore y Offshore) de cada una de las áreas del alcance de la tesis (área técnica, legislativa-administrativa y económica-financiera), fundamentándose en los criterios de selección definidos en el punto 4.3., así como en los factores previamente identificados en el capítulo 2 de la tesis. Los factores fundamentales finalmente seleccionados en función de los criterios anteriormente definidos se presentarán en una matriz de síntesis en cada apartado.

4.4.1. Factores técnicos seleccionados.

La selección de los factores fundamentales técnicos de la energía eólica se fundamenta en los criterios de selección definidos en el punto 4.3.1. y los factores fundamentales seleccionados en esta área se indican a continuación en función de dichos criterios de selección.

Criterio. Producción de Energía Anual (AEP: Annual Energy Production):selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 1 del punto 4.3.1. “Producción de Energía Anual (AEP: *Annual Energy Production*)”, se proceden a seleccionar los factores fundamentales que se constituyen como aspectos claves en el incremento de la producción de energía anual de los aerogeneradores Onshore y Offshore. Con objeto de mejorar la competitividad de la energía eólica es preciso optimizar la producción de energía anual (AEP) como medio de incrementar el coste de energía (COE) anualizado, para lo cual se procede a la selección de los principales factores fundamentales en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.1., los cuales se citan a continuación.

Factor 1.- Producción de Energía Anual AEP (Annual Energy Production).

Mediante la obtención de una mayor producción de energía eléctrica anual en el aerogenerador en relación a los costes de capital invertidos en el aerogenerador (Onshore y Offshore), se obtendrá un coste de la energía (COE) anualizada más bajo. El efecto del incremento de la energía anual producida (AEP) se materializa en el denominador de la fórmula del coste de energía (COE) anualizada, la cual es la siguiente (ver capítulo 2, apartado 2.6.2.2. con los principales factores que constituyen la fórmula del coste de la energía (COE) anualizada):

$$\text{CoE} = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$$

El incremento en valor del factor de la energía anual producida (AEP) contribuye a la disminución del coste de energía (COE) anualizada, siendo la composición de sus sub- factores de naturaleza técnica, tal y como se han desarrollado en el apartado 2.6.2.3. y en el 2.4.2.4.2. se indican a continuación los principales sub-factores del factor fundamental de la energía anual producida (AEP) que se han seleccionado en función de los criterios establecidos en el punto 4.3.1., por su influencia en el valor final del COE anualizado, los cuales se consideran como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora técnica del aerogenerador por su contribución al incremento de la energía anual producida.

Factor 1.1.- Ubicación de detalle (micro-siting) de cada aerogenerador en el emplazamiento.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la energía anual producida (AEP) cuya adecuada selección contribuye al incremento de la energía anual producida por el aerogenerador en el emplazamiento eólico (terrestre o marino).

Factor 1.2.- Velocidad media del viento (m/s) del emplazamiento eólico a la altura del rotor del aerogenerador.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la energía anual producida (AEP), cuya definición y selección contribuye a la configuración técnica del modelo de aerogenerador y al incremento de la energía anual producida por el aerogenerador en el emplazamiento eólico (terrestre o marino).

Factor 1.3.- Altura del rotor del aerogenerador.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la energía anual producida (AEP) cuya definición y selección asociada a la configuración técnica del modelo de aerogenerador y de la altura de la torre, contribuyendo al incremento de la energía anual producida por el aerogenerador en el emplazamiento eólico (terrestre o marino).

Factor 1.4.- Diámetro del rotor del aerogenerador.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la energía anual producida (AEP) cuya definición y selección asociada a la configuración técnica del modelo de aerogenerador contribuye al incremento de la energía anual producida por el aerogenerador en el emplazamiento eólico (terrestre o marino).

Factor 1.5.- Área de barrido (Swept Area) del rotor del aerogenerador.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la energía anual producida (AEP) cuya definición está asociada al diámetro del rotor seleccionado y a la configuración técnica del modelo de aerogenerador, obteniéndose una mayor área de barrido del rotor (en W/m²) con el incremento del diámetro del rotor y por lo tanto contribuyendo al incremento de la energía anual producida por el aerogenerador en el emplazamiento eólico (terrestre o marino).

Criterio. Factor de capacidad de un aerogenerador (Capacity Factor): selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 2 del punto 4.3.1., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen a obtener el mayor valor del factor de capacidad del aerogenerador (Onshore y Offshore), el cual a su vez incide en el aumento de la producción de energía anual (AEP) del mismo, lo cual implica una reducción en el coste de la energía (COE) anualizada.

Factor 2. Factor de capacidad de un aerogenerador.

Es la cantidad de energía entregada durante un año dividida por la cantidad de energía que habría sido generada si el aerogenerador hubiera producido el rendimiento máximo a la máxima potencia a lo largo de las 8760 horas de un año completo. La fórmula del cálculo del factor de capacidad de un aerogenerador (EWEA) se indica a continuación, siendo el valor de la energía anual producida (AEP) el factor determinante:

$$\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\text{Annual Energy Production (kWh)}}{\text{WTG name plate capacity (kW)} \times 8760 \text{ hours}} \times 100 \%$$

En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal (Onshore y Offshore) el factor de capacidad típico está en el rango entre el 25% y el 35%. El factor de capacidad está directamente afectado por una serie de parámetros técnicos del aerogenerador los cuales se desarrollan en el apartado 2.6.2.4. y en el apartado 2.4.2.4.2. de factores técnicos. Se indican a continuación los sub- factores a considerar dentro del factor de capacidad, como elementos que contribuyen al incremento del rendimiento técnico del aerogenerador y a su vez como palancas de reducción del coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador (Onshore y Offshore), siendo la composición de sus sub- factores de naturaleza técnica, los cuales se han seleccionado en función de los criterios establecidos en el punto 4.3.1., por su influencia en el valor final del COE anualizado, los cuales se consideran como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora técnica del aerogenerador por su contribución al incremento del rendimiento del mismo.

Factor 2.1.- Área de barrido (Swept Area) del rotor del aerogenerador.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la energía anual producida (AEP) y por lo tanto al factor de capacidad cuya definición está asociada al diámetro del rotor seleccionado y a la configuración técnica del modelo de aerogenerador (Onshore y Offshore).

Factor 2.2.- Relación óptima entre el diámetro del rotor y la potencia del aerogenerador.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la energía anual producida (AEP) y por lo tanto al factor de capacidad cuya definición está asociada al diámetro del rotor seleccionado y a la configuración técnica del modelo de aerogenerador (Onshore y Offshore).

Factor 2.3.- Factor óptimo de capacidad del aerogenerador.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la relación de los diferentes parámetros técnicos del aerogenerador (diámetro de rotor, altura del rotor, superficie de barrido, potencia del aerogenerador) que contribuyen a proporcionar el máximo factor de capacidad para una determinada configuración de aerogenerador (Onshore y Offshore).

Factor 2.4.- Ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento.

Es un sub-factor técnico que afecta directamente a la energía anual producida (AEP) por cada aerogenerador y por lo tanto al factor de capacidad cuya definición está asociada al diámetro del rotor seleccionado y a la configuración técnica del modelo de aerogenerador (Onshore y Offshore).

Factor 2.5.- Potencia eólica del emplazamiento Onshore y Offshore.

Es un factor técnico asociado a la curva de potencia y a las condiciones de curva de potencia en el punto de peor condición de operación, siendo un factor técnico fundamental el Factor de capacidad del parque (kW/h), el cual viene definido por la siguiente fórmula.

-Factor de capacidad = E / E_{max}

-(E_{max} = energía máxima que puede producirse en un parque a la potencia máxima en kW/h.; E = Producción de energía real anual).

En la matriz de la Figura 4.4 se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y del factor de capacidad aerogeneradores Onshore y Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.4.2.4.2., 2.6.2.3 y 2.6.2.4.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
1	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL (AEP: Annual Energy Production).	Técnica	Incremento de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
1.1.	Ubicación de detalle (micro-siting) de cada aerogenerador en el emplazamiento	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
1.2.	Velocidad media del viento (m/s) del emplazamiento eólico a la altura del rotor del aerogenerador.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
1.3.	Altura del rotor del aerogenerador.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
1.4.	Diámetro del rotor del aerogenerador.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
1.5.	Área de barrido (Swept Area) del rotor del aerogenerador.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
2	FACTOR DE CAPACIDAD DE UN AEROGENERADOR.	Técnica	Incremento de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
2.1.	Área de barrido (Swept Area) del rotor del aerogenerador.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
2.2.	Relación óptima entre el diámetro del rotor y la potencia del aerogenerador.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
2.3.	Factor óptimo de capacidad del aerogenerador.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
2.4.	Ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
2.5.	Potencia eólica del emplazamiento Onshore y Offshore. Factor de capacidad del parque (kW/h), definido por la fórmula: -Factor de capacidad = E / E_{max} -(E_{max} = energía máxima que puede producirse en un parque a la potencia máxima en kW/h.; E = Producción de energía real anual).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.4. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y del factor de capacidad aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

Criterio. Disponibilidad de los aerogeneradores en operación: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 3 del punto 4.3.1., Disponibilidad de los aerogeneradores en operación, se proceden a seleccionar los factores técnicos fundamentales que contribuyen a obtener el mayor valor de disponibilidad del aerogenerador, que afecta directamente al rendimiento técnico y económico de la operación de la instalación eólica, y en concreto a los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y a la Producción de Energía Anual (AEP), siendo afectado finalmente el coste de energía (COE) anualizado y su potencial reducción.

Factor 3. Disponibilidad de los aerogeneradores en operación.

La disponibilidad del aerogenerador (Onshore y Offshore) es el valor de funcionamiento del aerogenerador (en porcentaje), sin paradas ni incidencias técnicas del mismo, sobre el máximo de horas teóricas posibles de funcionamiento (producción de energía sobre el total posible). El objetivo es obtener valores mayores del 99% de disponibilidad. La disponibilidad está directamente afectada por una serie de parámetros técnicos del aerogenerador los cuales se desarrollan en el apartado 2.4.2.4.2. de factores técnicos, donde se indica la fórmula de la disponibilidad de un aerogenerador:

$$\text{WTG Av} = \frac{\text{Operative} - \text{Degraded(*)} \times (1 - P_r)}{\text{Inf. Available} - \text{Force Majeur} - \text{Susp.} - \text{Sch Maintenance} - \text{Planned CA(*)} - \text{Forced Outage(*)} - \text{Excess(*)}}$$

Degraded(*): due to a turbine fault only

Planned Corrective Actions(*): customer driven planned actions only.

Forced Outage(*): Non manufacturer attributable forced outage only

Excess(*): Repair time in excess of the predefined repair time for corrective actions.

Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del factor de disponibilidad, como elementos que contribuyen al incremento del rendimiento técnico del aerogenerador y a su vez como palancas de reducción del coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador (Onshore y Offshore), los cuales se han seleccionado en función de los criterios establecidos en el punto 4.3.1., por su influencia en el valor final del COE anualizado, los cuales se consideran como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora técnica del aerogenerador por su contribución al incremento del rendimiento del mismo.

Factor 3.1.- Características técnicas generales de configuración del aerogenerador.

En la matriz 2.4.9. del capítulo 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore y en las matrices de las Figuras 2.4.48. y 2.4.49. del capítulo 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore se identifican las principales características técnicas, las cuales en función del tipo de diseño seleccionado contribuyen a obtener una mayor disponibilidad del aerogenerador en operación:

- Sistema de ángulo de pala (Pitch): Giro completo (*Full span*) / giro parcial.
- Sistema de pitch: Hidráulico / Eléctrico.
- Sistema de regulación de potencia: Velocidad variable / Velocidad fija.
- Sistema de control de ángulo del Pitch: *Pitch* / *Stall*.
- Sistema de cambio de paso: Fijo / Variable.

Factor 3.2.- Programa de mantenimiento del aerogenerador.

Los diferentes programas de mantenimiento y la gestión de las operaciones de mantenimiento en el aerogenerador (Onshore y Offshore) se constituyen en un factor fundamental que afecta a la disponibilidad del aerogenerador. Como principales programas de mantenimiento que se aplican sobre los aerogeneradores de los parques eólicos están los siguientes, los cuales se seleccionan como sub-factores fundamentales:

Factor 3.2.1.-Mantenimiento correctivo: se lleva a cabo después del incidente técnico o avería. Cada intervención de mantenimiento correctivo implica la parada del aerogenerador durante el tiempo de intervención para la reparación con la pérdida de disponibilidad que lleva asociada.

Factor 3.2.2.-Mantenimiento preventivo: se lleva a cabo periódicamente para prevenir el incidente técnico o avería. Implica una intervención de chequeo técnica sobre características tales como revisión de pares de apriete, inspección de palas, ensayo de velocidad, comprobación de la temperatura y nivel del aceite de multiplicadora, inspecciones visuales, etc.

Factor 3.2.3.-Mantenimiento predictivo: se lleva a cabo de forma planificada, con intervenciones con tiempo limitado, en función del estado del aerogenerador para prevenir el fallo prematuro de los principales componentes del aerogenerador (multiplicadora, convertidores, generador, etc.) y evitar que se produzca un incidente técnico o avería. Se verifican principalmente, por medio de sensores, las vibraciones de la multiplicadora y del generador y el estado de engrase de rodamientos (del eje principal, multiplicadora y generador). Mediante su aplicación se incrementa la disponibilidad, reduciéndose la intervención mediante mantenimiento correctivo.

Factor 3.2.4.- N° de horas de parada programada (MDT= *Mean Down time*): se establecerá como característica técnica del aerogenerador el n° de horas de parada permitidas en el aerogenerador de mantenimiento correctivo por los conceptos técnicos siguientes:

- o Tareas de alto grado de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año.
- o Tareas de grado medio de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año.
- o Tareas de grado bajo de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año.

Factor 3.3.- Velocidad de arranque (m/s) del aerogenerador (*Cut-in speed*).

Es un factor técnico asociado a la curva de potencia de potencia y a las condiciones estándar de operación de un aerogenerador Onshore y Offshore. Con velocidades de arranque muy bajas (< 3m/s), se produce un incremento de la disponibilidad al poder iniciarse la producción de energía con vientos de baja velocidad.

Factor 3.4.- Relación de Producción anual de energía (MWh / año) en función del nivel de ruido db(A) permitido.

Es un factor técnico asociado a la curva de potencia y a las condiciones de curva de potencia en el punto de peor condición de operación. Está directamente relacionado con la legislación y los requisitos de nivel acústico requeridos en el emplazamiento de cada parque eólico. A mayor nivel de ruido permitido se obtiene una mayor disponibilidad del aerogenerador. En el caso Offshore la limitación de ruido no existe al estar el parque eólico en el mar y alejado de núcleos de población.

Factor 3.5.- Clases de emplazamiento según IEC 61400-1 Edición 3: Clase I, II, III, IV, S y DIBT WZ.

Es un factor técnico asociado a los parámetros de operación de un aerogenerador Onshore y Offshore, donde un factor técnico fundamental son las Clases de aerogenerador en función de la velocidad del viento (Clase I, II, III, IV, S) y DIBT WZ (condiciones dependiendo de la altura del rotor).

Factor 3.6.- Diseño del aerogenerador enfocado a obtener bajos costes de mantenimiento.

Como factor técnico fundamental en cuanto a obtener la mayor disponibilidad posible están los parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Onshore y Offshore, entre los cuales los principales sub-factores seleccionados en el diseño son los siguientes.

Factor 3.6.1.- Accesibilidad de los operarios de mantenimiento a las reparaciones: con objeto de obtener un adecuado tiempo medio de reparación.

Factor 3.6.2.- Utilización de herramientas estándar de mantenimiento.

Factor 3.6.3.- Cumplimiento de las regulaciones de seguridad e higiene del personal de mantenimiento.

Factor 3.6.4.- Accesibilidad y ergonomía: Diseño del aerogenerador que permita el paso y montaje de piezas de repuesto de forma accesible en el interior de la nacelle y torre.

Factor 3.6.5.- Periodo de las intervenciones de mantenimiento: deben ser las mínimas posibles con objeto de incrementar la disponibilidad del aerogenerador en funcionamiento.

Factor 3.6.6.- Identificación: se identificarán con etiquetas o placas los puntos de chequeo de mantenimiento y los componentes a cambiar.

Factor 3.7.- Tipo de tren de potencia: Multiplicadora / Direct Drive (sin multiplicadora).

Es un factor técnico de diseño que está asociado a la disponibilidad de la configuración técnica seleccionada de tren de potencia del aerogenerador (Onshore y Offshore) con multiplicadora o con el diseño tipo accionamiento directo (*Direct Drive*) que no lleva multiplicadora y presenta mayor disponibilidad en operación al requerir un menor mantenimiento, aunque el coste es más elevado.

Factor 3.8.- Tipo de multiplicadora: requisitos de mantenimiento e intervenciones.

Es un factor técnico de diseño que está asociado a la disponibilidad del aerogenerador (Onshore y Offshore) en función de las características técnicas generales de la multiplicadora. Se citan los principales

sub-factores técnicos seleccionados en relación a los requisitos de mantenimiento e intervenciones (Valores de Objetivos en periodos de horas de operación):

- Multiplicadora (sin incluir rodamientos): intervención al cumplir un N° horas de operación.
- Multiplicadora (incluyendo rodamientos): intervención al cumplir un N° horas de operación.
- Accesibilidad para operaciones de cambio de los componentes sujetos a mantenimiento.

Factor 3.9.- Tipo de generador eléctrico.

Es un factor técnico de diseño que está asociado a la disponibilidad de la configuración técnica seleccionada de generador eléctrico del aerogenerador (Onshore y Offshore), el cual está asociado a mayor disponibilidad en el caso de generadores del tipo con accionamiento directo (*Direct Drive*) al no montarse con multiplicadora, y requerir un menor mantenimiento, aunque el coste es más elevado. Los diferentes tipos de generador son los siguientes:

- Asíncrono: Jaula de ardilla / Doblemente alimentado / Estandar.
- Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes
- Direct Drive (Accionamiento Directo): Síncrono Bobinado Multipolos / Síncrono Imanes Permanentes.

Factor 3.10.- Tipo de generador eléctrico: requisitos de mantenimiento e intervenciones.

Es un factor técnico de diseño que está asociado a la disponibilidad del aerogenerador (Onshore y Offshore) en función de las características técnicas generales del generador eléctrico. Se citan los principales sub-factores técnicos en relación a los requisitos de mantenimiento e intervenciones (Valores de Objetivos en periodos de horas de operación):

- Generador (sin incluir rodamientos): intervención al cumplir un N° horas de operación.
- Generador (incluyendo rodamientos): intervención al cumplir un N° horas de operación.
- Accesibilidad para operaciones de cambio de los componentes sujetos a mantenimiento.

Factor 3.11. Tipo de convertidor de potencia.

En las características técnicas generales de los convertidores de potencia (Onshore y Offshore) el factor técnico fundamental en relación a la disponibilidad está el tipo de diseño seleccionado en relación a la fiabilidad que aportan sus subcomponentes y su configuración, así como la disponibilidad final obtenida. Los principales tipos de convertidor son los siguientes:

- Doblemente Alimentado (DFIM: *Double Fed Induction Machine*).
- Convertidor Estándar.
- Full Converter (FC).

Factor 3.12. Tipo de transformador.

En las características técnicas generales de los transformadores, los factores técnicos fundamentales en relación a la disponibilidad están el tipo de diseño seleccionado en función de la fiabilidad y su mantenimiento que aportan sus subcomponentes y su configuración, así como la disponibilidad final obtenida. Los principales sub-factores técnicos del transformador son los siguientes (Onshore y Offshore):

- Tipo de transformador: Seco / Líquido.
- Ubicación en el aerogenerador en relación a la potencia del aerogenerador: Nacelle / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle / Base de la torre.

Factor 3.13. Mantenimiento predictivo CSM: *Condition Monitoring System*.

El mantenimiento predictivo de los aerogeneradores es un factor fundamental para poder contener los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y el sistema de monitorización CSM (*Condition Monitoring System*) de la condición del aerogenerador (Onshore y Offshore) en operación es uno de los sistemas de gestión del mantenimiento más avanzados en la actualidad y es la base para prevenir fallos de componentes del aerogenerador y paradas totales del mismo. Para la detección prematura de fallos se utilizan sensores de vibración en multiplicadoras, generadores y tren de potencia, sistemas de contado de partículas en el aceite, monitorización acústica, etc.

Factor 3.14. Mantenimiento predictivo SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

Los sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) son sistemas de control monitorizados a distancia que permiten complementar y ampliar las posibilidades del sistema CSM (*Condition*

Monitoring System), proporcionando datos sobre las tendencias de comportamiento de los parámetros monitorizados y permiten detectar variaciones de la potencia del aerogenerador (Onshore y Offshore) como signo de potenciales problemas, siendo seleccionado como un factor fundamental.

Factor 3.15. Mantenimiento predictivo: *Health Monitoring System* (HMS).

Se están desarrollando sistemas de mantenimiento de gestión de la salud del sistema denominados *Health Monitoring System* (HMS), los cuales actúan mediante algoritmos informáticos y sensores para valorar los análisis de prognosis del aerogenerador (Onshore y Offshore) y sus componentes, pudiéndose de esta forma planificar las intervenciones de mantenimiento antes de que se produzca el fallo del componente. El sistema *Health Monitoring System* (HMS), se ha seleccionado como un factor fundamental, aunque la investigación de estos sistemas de gestión del mantenimiento de aerogeneradores queda fuera del alcance de la presente tesis.

En las matrices de las Figuras 4.5. y 4.6. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Disponibilidad de los aerogeneradores en operación”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.4.2.4. y 2.4.3.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
3	DISPONIBILIDAD DE LOS AEROGENERADORES EN OPERACIÓN.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
3.1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE CONFIGURACIÓN DEL AEROGENERADOR. Principales características técnicas que contribuyen a obtener una mayor mayor disponibilidad del aerogenerador en operación: -Sistema de ángulo de pala (Pitch): Giro completo (Full span) / giro parcial. -Sistema de pitch: Hidráulico / Eléctrico. -Sistema de regulación de potencia: Velocidad variable / Velocidad fija. -Sistema de control de ángulo del Pitch: Pitch / Stall. -Sistema de cambio de paso: Fijo / Variable.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.2.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DEL AEROGENERADOR.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.2.1.	MANTENIMIENTO CORRECTIVO: se lleva a cabo después del incidente técnico o avería.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.2.2.	MANTENIMIENTO PREVENTIVO: se lleva a cabo periódicamente para prevenir el incidente técnico o avería.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.2.3.	MANTENIMIENTO PREDICTIVO: se lleva a cabo de forma planificada, con intervenciones con tiempo limitado, en función del estado del aerogenerador para prevenir el fallo prematuro de los principales componentes del aerogenerador y evitar que se produzca un incidente técnico o avería.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.2.4.	Nº DE HORAS DE PARADA PROGRAMADA (MDT= Mean Down time): nº de horas de parada permitidas en el aerogenerador de mantenimiento correctivo por los conceptos técnicos siguientes: o Tareas de alto grado de mantenimiento correctivo: Nº horas aerogenerador / año. o Tareas de grado medio de mantenimiento correctivo: Nº horas aerogenerador / año. o Tareas de grado bajo de mantenimiento correctivo: Nº horas aerogenerador / año.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.3.	VELOCIDAD DE ARRANQUE (M/S) DEL AEROGENERADOR (Cut-in speed).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.4.	RELACIÓN DE PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA (MWh / año) EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE RUIDO db(A) PERMITIDO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.5.	CLASES DE EMPLAZAMIENTO SEGÚN IEC 61400-1 Edición 3: Clase I, II, III, IV, S y DIBT WZ.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.6.	DISEÑO DEL AEROGENERADOR ENFOCADO A OBTENER BAJOS COSTES DE MANTENIMIENTO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.6.1.	ACCESIBILIDAD DE LOS OPERARIOS DE MANTENIMIENTO A LAS REPARACIONES: con objeto de obtener un adecuado tiempo medio de reparación.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.6.2.	UTILIZACIÓN DE HERRAMIENTAS ESTÁNDAR DE MANTENIMIENTO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.6.3.	CUMPLIMIENTO DE LAS REGULACIONES DE SEGURIDAD E HIGIENE DEL PERSONAL DE MANTENIMIENTO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.6.4.	ACCESIBILIDAD Y ERGONOMÍA: Diseño del aerogenerador que permita el paso y montaje de piezas de repuesto de forma accesible en el interior de la nacelle y torre.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.6.5.	PERIODO DE LAS INTERVENCIONES DE MANTENIMIENTO: deben ser las mínimas posibles con objeto de incrementar la disponibilidad del aerogenerador en funcionamiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.6.6.	PERIODO DE LAS INTERVENCIONES DE MANTENIMIENTO: deben ser las mínimas posibles con objeto de incrementar la disponibilidad del aerogenerador en funcionamiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.5. Matriz (I) de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de disponibilidad de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
3.7.	TIPO DE TREN DE POTENCIA: MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE (SIN MULTIPLICADORA).	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
3.8.	TIPO DE MULTIPLICADORA: REQUISITOS DE MANTENIMIENTO E INTERVENCIONES. Requisitos de mantenimiento e intervenciones (Valores de Objetivos en periodos de horas de operación): -Multiplicadora (sin incluir rodamientos): intervención al cumplir un Nº horas de operación. -Multiplicadora (incluyendo rodamientos): intervención al cumplir un Nº horas de operación. -Accesibilidad para operaciones de cambio de los componentes sujetos a mantenimiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.9.	TIPO DE GENERADOR ELÉCTRICO. Los diferentes tipos de generador son los siguientes: -Asíncrono: Jaula de ardilla / Doblemente alimentado / Estandar. -Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes -Direct Drive (Accionamiento Directo): Síncrono Bobinado Multipolos / Síncrono Imanes Permanentes.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.10.	TIPO DE GENERADOR ELÉCTRICO: REQUISITOS DE MANTENIMIENTO E INTERVENCIONES. Principales sub-factores técnicos en relación a los requisitos de mantenimiento e intervenciones (Valores de Objetivos en periodos de horas de operación): -Generador (sin incluir rodamientos): intervención al cumplir un Nº horas de operación. -Generador (incluyendo rodamientos): intervención al cumplir un Nº horas de operación. -Accesibilidad para operaciones de cambio de los componentes sujetos a mantenimiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.11.	TIPO DE CONVERTIDOR DE POTENCIA. Los principales tipos de convertidor son los siguientes: -Doblemente Alimentado (DFIM: Double Fed Induction Machine). -Convertidor Estándar. -Full Converter (FC)	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.12.	TIPO DE TRANSFORMADOR. Los principales sub-factores técnicos del transformador son los siguientes (Onshore y Offshore) : -Tipo de transformador: Seco / Líquido. -Ubicación en el aerogenerador en relación a la potencia del aerogenerador: Nacelle / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle / Base de la torre.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.13.	MANTENIMIENTO PREDICTIVO CSM: CONDITION MONITORING SYSTEM.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.14.	MANTENIMIENTO PREDICTIVO SCADA (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
3.15.	MANTENIMIENTO PREDICTIVO HEALTH MONITORING SYSTEM (HMS).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.6. Matriz (II) de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de disponibilidad de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

Se mencionan a continuación los factores técnicos fundamentales, según el criterio de disponibilidad, seleccionados específicamente para los aerogeneradores Offshore.

Factor 4. Disponibilidad del aerogenerador Offshore.

En las características técnicas generales de configuración de un aerogenerador Offshore un factor técnico fundamental específico es la disponibilidad de operación: suele tener un valor $\geq 98\%$ y considera el tiempo de mantenimiento correctivo y preventivo, los tiempos de operaciones logísticas y de administración. La fórmula que se aplica es: $A_i = \text{MTBF} / (\text{MTBF} + \text{MDT})$ (donde MTBF = *Mean Time between failures*; MDT = *Mean Downtime Time*). Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del factor de disponibilidad, específicos para los aerogeneradores Offshore.

Factor 4.1.-Factores específicos de mantenimiento de las plataformas del aerogenerador Offshore.

Los diferentes programas de mantenimiento y la gestión de las operaciones de mantenimiento en el aerogenerador Offshore relativos a las estructuras metálicas y de cimentación se constituyen en un factor fundamental que afecta a la disponibilidad del aerogenerador. Como principales factores de

mantenimiento que se aplican sobre las estructuras metálicas y de cimentación los aerogeneradores de los parques eólicos Offshore están los siguientes, los cuales se seleccionan como sub-factores fundamentales:

Factor 4.1.1.- Interfaces con la plataforma marina y con el terreno de la cimentación: los suelos del lecho marino de la cimentación deben cumplir con las siguientes características técnicas.

-Capacidad de resistencia del suelo: $\text{adm} \geq 2.5 \text{ kg/cm}^2$

-Módulo de elasticidad dinámica del suelo: $E_d \geq 100 \text{ MPa}$

-Ratio de Poisson del suelo: $\mu \geq 0.3$

-Condiciones especiales de cimentación: a definir por cada fabricante de aerogenerador Offshore.

Factor 4.1.2.- Interfaces con el tramo intermedio de la estructura: que une el aerogenerador Offshore a la estructura metálica de la plataforma marina. Las características técnicas específicas deben cumplir con los requisitos de la norma DNV OS-J101 2008 “*Design of Offshore wind turbine structures*”.

Factor 4.2.- Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento marino de un aerogenerador Offshore: disponibilidad de comprobación.

Como factores específicos de mantenimiento de los aerogeneradores Offshore, se seleccionan las operaciones de disponibilidad de comprobación de los factores de mantenimiento, los cuales presentan los siguientes sub-factores fundamentales:

- Porcentaje de Detección de defectos: el objetivo estimado medio propuesto debe ser $>90\%$.
- Porcentaje de Aislamiento de defectos: el objetivo estimado medio propuesto debe ser $>80\%$.
- Porcentaje de Falsas alarmas detectadas: el objetivo estimado medio propuesto debe ser $< 5\%$.

Factor 4.3.- Sistemas de cierre y sellado del aire interior de la nacelle Offshore.

Las características técnicas de los sistemas de cierre y sellado interno de la nacelle Offshore son una característica específica de los aerogeneradores Offshore, siendo los sub-factores fundamentales seleccionados los parámetros técnicos siguientes:

Factor 4.3.1. Tipo de sistema de sellado: cierre hermético o cierre mediante juntas de sellado y sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.

Factor 4.3.2. Sistemas de presurización interior de la nacelle (presión de aire: bar). En las condiciones medioambientales de funcionamiento del aerogenerador Offshore en el entorno marino (según IEC 61400-3 Anexo A) se utilizan sistemas de protección contra la corrosión como la presurización interna de la nacelle, el cual es un factor técnico fundamental y es un sistema requerido el caso de la nacelle de aerogeneradores Offshore, mediante el cual la presión interna generada por un sistema neumático evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior de la nacelle y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados dentro de la misma se vean afectados por la corrosión.

Factor 4.4.- Sistemas de cierre y sellado del aire interior de la torre Offshore.

Las características técnicas de los sistemas de cierre y sellado interno de la torre Offshore son una característica específica de los aerogeneradores Offshore, siendo los sub-factores fundamentales seleccionados los parámetros técnicos siguientes:

Factor 4.4.1. Tipo de sistema de sellado: cierre hermético o cierre mediante juntas de sellado y sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.

Factor 4.4.2. Sistemas de presurización interior de la torre (presión de aire: bar). En las condiciones medioambientales de funcionamiento del aerogenerador Offshore en el entorno marino (según IEC 61400-3 Anexo A) se utilizan sistemas de protección contra la corrosión como la presurización interna de la torre, el cual es un factor técnico fundamental y es un sistema requerido el caso de la torre de aerogeneradores Offshore, mediante el cual la presión interna generada por un sistema neumático evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados dentro de la torre se vean afectados por la corrosión.

Factor 4.5.- Sistemas de acondicionamiento y tratamiento del aire interior de la nacelle Offshore.

Las características técnicas de los sistemas de tratamiento de aire de la nacelle Offshore son una característica específica de los aerogeneradores Offshore, siendo los sub-factores fundamentales seleccionados los parámetros técnicos siguientes:

Factor 4.5.1. Sistema de tratamiento del aire interior de la nacelle: deshumidificación y calentamiento para evitar la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas.

Factor 4.5.2. Sistemas de enfriamiento del aire interior de la nacelle: para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.

Factor 4.6.- Sistemas de acondicionamiento y tratamiento del aire interior de la torre Offshore.

Las características técnicas de los sistemas de tratamiento de aire de la torre Offshore son una característica específica de los aerogeneradores Offshore, siendo los sub-factores fundamentales seleccionados los parámetros técnicos siguientes:

Factor 4.6.1. Sistema de tratamiento del aire interior de la torre: deshumidificación y calentamiento para evitar la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas.

Factor 4.6.2. Sistemas de enfriamiento del aire interior de la torre: para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.

En la matriz de la Figura 4.7. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Disponibilidad de los aerogeneradores en operación” y específicamente para los modelos Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.4.3.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
4	DISPONIBILIDAD DEL AEROGENERADOR OFFSHORE. Disponibilidad de operación: valor $\geq 98\%$. La fórmula que se aplica es: $A_i = MTBF / (MTBF + MDT)$ (donde MTBF = Mean Time between failures; MDT=Mean Downtime Time).	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
4.1.	FACTORES ESPECÍFICOS DE MANTENIMIENTO DE LAS PLATAFORMAS DEL AEROGENERADOR OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.	INTERFACES CON LA PLATAFORMA MARINA Y CON EL TERRENO DE LA CIMENTACIÓN: los suelos del lecho marino de la cimentación deben cumplir con las siguientes características técnicas. -Capacidad de resistencia del suelo: $adm \geq 2.5 \text{ kg/cm}^2$ -Módulo de elasticidad dinámica del suelo: $Ed \geq 100 \text{ MPa}$ -Ratio de Poisson del suelo: $\mu \geq 0.3$ -Condiciones especiales de cimentación: a definir por cada fabricante de aerogenerador Offshore.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.1.2.	INTERFACES CON EL TRAMO INTERMEDIO DE LA ESTRUCTURA: las características técnicas específicas deben cumplir con los requisitos de la norma DNV OS-J101 2008 Design of Offshore wind turbine structures.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.2.	PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: DISPONIBILIDAD DE COMPROBACIÓN. Factores específicos de mantenimiento de los aerogeneradores Offshore: • Porcentaje de Detección de defectos: el objetivo estimado medio propuesto debe ser $>90\%$. • Porcentaje de Aislamiento de defectos: el objetivo estimado medio propuesto debe ser $>80\%$. • Porcentaje de Falsas alarmas detectadas: el objetivo estimado medio propuesto debe ser $< 5\%$.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.3.	SISTEMAS DE CIERRE Y SELLADO DEL AIRE INTERIOR DE LA NACELLE OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.3.1.	TIPO DE SISTEMA DE SELLADO: cierre hermético o cierre mediante juntas de sellado y sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.3.2.	SISTEMAS DE PRESURIZACIÓN INTERIOR DE LA NACELLE (presión de aire: bar): En las condiciones medioambientales de funcionamiento del aerogenerador Offshore en el entorno marino (según IEC 61400-3 Anexo A).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.4.	SISTEMAS DE CIERRE Y SELLADO DEL AIRE INTERIOR DE LA TORRE OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.4.1.	TIPO DE SISTEMA DE SELLADO: cierre hermético o cierre mediante juntas de sellado y sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.4.2.	SISTEMAS DE PRESURIZACIÓN INTERIOR DE LA TORRE (presión de aire: bar): En las condiciones medioambientales de funcionamiento del aerogenerador Offshore en el entorno marino (según IEC 61400-3 Anexo A).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.5.	SISTEMAS DE ACONDICIONAMIENTO Y TRATAMIENTO DEL AIRE INTERIOR DE LA NACELLE OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.5.1.	SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AIRE INTERIOR DE LA NACELLE: deshumidificación y calentamiento para evitar la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.5.2.	SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DEL AIRE INTERIOR DE LA NACELLE: para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.6.	SISTEMAS DE ACONDICIONAMIENTO Y TRATAMIENTO DEL AIRE INTERIOR DE LA TORRE OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.6.1.	SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AIRE INTERIOR DE LA TORRE: deshumidificación y calentamiento para evitar la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
4.6.2.	SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DEL AIRE INTERIOR DE LA TORRE: para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.7. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de disponibilidad específicos de aerogeneradores Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

Criterio. Fiabilidad de los aerogeneradores en operación: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 4 del punto 4.3.1. “Fiabilidad de los aerogeneradores en operación”, se proceden a seleccionar los factores técnicos fundamentales que contribuyen a obtener el mayor valor de fiabilidad del aerogenerador (Onshore y Offshore), que afecta directamente al rendimiento técnico y económico de la operación de la instalación eólica, y en concreto a los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y a la Producción de Energía Anual (AEP), siendo afectado finalmente el coste de energía (COE) anualizado y

su potencial reducción.

Factor 5.- Vida del aerogenerador y condiciones de integridad estructural.

El diseño y los parámetros técnicos del aerogenerador (Onshore y Offshore) están afectados por los requerimientos normativos de la norma general de aerogeneradores (IEC 61400-1) y adicionalmente las principales normativas aplicables, según se han definido en el capítulo 2, apartado 2.4.2.4.2. y en la matriz de la Figura 2.4.13.

Factor 6. Cálculo teórico de pérdidas del aerogenerador.

Es un factor técnico asociado a la curva de potencia en las condiciones estándar de operación de un aerogenerador (Onshore y Offshore), y los factores técnicos fundamentales incluyen las pérdidas mecánicas y eléctricas.

Factor 7. Tipo de tren de potencia: Multiplicadora / Direct Drive (sin multiplicadora).

Es un factor técnico de diseño que está asociado a la fiabilidad de la configuración técnica seleccionada de tren de potencia del aerogenerador (Onshore y Offshore), con multiplicadora o con el diseño tipo accionamiento directo (*Direct Drive*) que no lleva multiplicadora y presenta mayor fiabilidad en operación según las estadísticas disponibles, aunque el coste es más elevado.

Factor 8. Multiplicadora: tipología de diseño.

En las características técnicas generales del tren de potencia (*Drive Train*), un factor fundamental es la tipología del diseño de la multiplicadora y sus características técnicas de detalle (Onshore y Offshore), las cuales presentan una influencia crítica en la fiabilidad de la misma. Los principales sub-factores técnicos de las multiplicadoras seleccionados en relación a la fiabilidad son los siguientes:

Factor 8.1.- Características técnicas de diseño según la norma ISO 6336 (*Calculation of load capacity of spur and helical gears Part 1 ED1 1996 - Basic principles, introductions and general influence factors. Technical corrigendum 2 1999*). La norma especifica características técnicas de diseño que afectan a la durabilidad cuyos principales sub-factores son: cálculo de la durabilidad superficial (*pitting*) Part 2, ED1 1996, cálculo de la resistencia de doblado de dientes y engranajes Part 3 ED2 2003, resistencia y calidad de materiales Part 3 ED2 2003, cálculo del servicio en vida bajo cargas variables Part 6, ED2 2004.

Factor 8.2.- Ratio o relación de multiplicación (1: XX).

Factor 8.3.- Tipo de Multiplicadora: N° etapas Planetarios / N° etapas Ejes paralelos.

Factor 8.4.- Pérdidas Totales a potencia nominal: en porcentaje.

Factor 9. Velocidad de giro del rotor (r.p.m.) en relación a la potencia del aerogenerador.

Entre las características técnicas generales del rotor, es preciso tener en cuenta la velocidad de giro del rotor (r.p.m.) en relación a la potencia del rotor, referido a la fiabilidad del aerogenerador en operación (Onshore y Offshore).

Factor 10. Eficiencia del generador a potencia nominal (porcentaje %).

Entre las características técnicas generales del generador eléctrico en condiciones definidas definidas de funcionamiento y que afectan a la fiabilidad y rendimiento del mismo (Onshore y Offshore) se mencionan los sub-factores siguientes:

- Temperatura de la nacelle: ° C.
- Temperatura del sistema de refrigeración: ° C.
- Cos (Phi) en el lado de red: Valor.
- Tensión de red: V.

Factor 11. Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en parque de un aerogenerador Onshore: requisitos de Fiabilidad.

Estos parámetros son factores técnicos asociados a los objetivos de valores de fallo del aerogenerador, los cuales se establecerán por medio de los objetivos de fallo del aerogenerador en funcionamiento en campo.

- o N° de fallos / 10000 horas funcionamiento.
- o N° de fallos / año de funcionamiento.

Factor 12. Definición de los requisitos de fiabilidad: componentes sujetos a probabilidad de fallo en operación.

Como factor técnico fundamental se selecciona la definición de los requisitos de fiabilidad de los componentes con fallos estadísticos en operación en parque de un aerogenerador (Onshore y Offshore). Como prioridad de investigación y desarrollo (I+D+I) del proyecto de mejora de la tasa de fallos que afecta a la fiabilidad y finalmente a la disponibilidad, están los siguientes sub-factores técnicos:

Factor 12.1. Rediseño de los componentes del aerogenerador: enfocado a la optimización de la operación y a la reducción del mantenimiento.

Factor 12.2. Selección de la configuración de diseño de los diferentes componentes afectados: enfocado a la optimización de la operación y a la reducción del mantenimiento.

En la matriz de la Figura 4.8. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Fiabilidad de los aerogeneradores en operación”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.4.2.4. y 2.4.3.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
5	VIDA DEL AEROGENERADOR Y CONDICIONES DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL.	Técnica	Reducción de la tasa de fallos, Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP).	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
6	CÁLCULO TEÓRICO DE PÉRDIDAS DEL AEROGENERADOR: pérdidas mecánicas y eléctricas.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
7	TIPO DE TREN DE POTENCIA: MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE (SIN MULTIPLICADORA).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
8	MULTIPLICADORA: TIPOLOGÍA DE DISEÑO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
8.1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE DISEÑO SEGÚN LA NORMA ISO 6336 (Calculation of load capacity of spur and helical gears Part 1 ED1 1996 Basic principles, introductions and general influence factors. Technical corrigendum 2 1999).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
8.2.	RATIO O RELACIÓN DE MULTIPLICACIÓN (1: XX).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
8.3.	TIPO DE MULTIPLICADORA: Nº ETAPAS PLANETARIOS / Nº ETAPAS EJES PARALELOS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
8.4.	PÉRDIDAS TOTALES A POTENCIA NOMINAL: en porcentaje.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
9	VELOCIDAD DE GIRO DEL ROTOR (R.P.M.) EN RELACIÓN A LA POTENCIA DEL AEROGENERADOR.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
10	EFICIENCIA DEL GENERADOR A POTENCIA NOMINAL (%). Características técnicas generales del generador eléctrico que afectan a la fiabilidad y rendimiento: -Temperatura de la nacelle: ° C. -Temperatura del sistema de refrigeración: ° C. -Cos (Phi) en el lado de red: Valor. -Tensión de red: V.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
11	PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO EN PARQUE DE UN AEROGENERADOR ONSHORE: REQUISITOS DE FIABILIDAD. Factores técnicos asociados a los objetivos de valores de fallo del aerogenerador en operación. o Nº de fallos / 10000 horas funcionamiento. o Nº de fallos / año de funcionamiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
12	DEFINICIÓN DE LOS REQUISITOS DE FIABILIDAD: COMPONENTES SUJETOS A PROBABILIDAD DE FALLO EN OPERACIÓN.					
12.1.	REDISEÑO DE LOS COMPONENTES DEL AEROGENERADOR: enfocado a la optimización de la operación y a la reducción del mantenimiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
12.2.	SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE DISEÑO DE LOS DIFERENTES COMPONENTES AFECTADOS: enfocado a la optimización de la operación y a la reducción del mantenimiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.8. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de fiabilidad aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

Se mencionan a continuación los factores técnicos fundamentales según el criterio de disponibilidad, seleccionados específicamente para los aerogeneradores Offshore.

Factor 13. Normativas aplicables de vida del aerogenerador Offshore y condiciones de integridad estructural.

Las normativas de vida del aerogenerador Offshore y las condiciones de integridad estructural se definen en la norma general de aerogeneradores (IEC 61400-1 Ed.3 y IEC 61400-3 Edición 1). El resto de normativas aplicables se indican en las matrices de la Figura 2.4.52., Figura 2.4.53. y de la Figura 2.4.54. del punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore.

Factor 14. Protección contra la corrosión de los aerogeneradores Offshore.

En las características técnicas generales de configuración de un aerogenerador Offshore un factor técnico fundamental específico que afecta a la disponibilidad de operación es la especial protección contra la corrosión de los diferentes componentes y sistemas del mismo. Como principales sub-factores técnicos seleccionados están los siguientes:

Factor 14.1. Zonas de aplicación en el aerogenerador Offshore. Protección contra la corrosión: según ISO 12944 y ISO 9223.

- Interior de Nacelle: estándar C3 Medio / C3 H.
- Rotor y compartimento del transformador: C4 Alta (C4 H).
- Exterior del aerogenerador: C5 I / C5 Alta (C5 H).
- Corrosión marina: C5-M/H.

Factor 14.2. Tipos de protección contra la corrosión: los sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2) son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor, y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.

- C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
- C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
- C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.
- Sistemas de protección catódica del material:
- Galvanizado mediante ánodos.
- Sistema de corriente impresa.
- Sistemas de presurización de la nacelle.

Factor 15. Protección contra la corrosión de las palas de aerogeneradores Offshore.

Las características técnicas específicas de las palas de los aerogeneradores Offshore, son seleccionadas como un factor técnico fundamental referido a los parámetros técnicos relativos a los sistemas de protección contra la corrosión: Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la palas y a los elementos metálicos de unión con el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.

- o C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
- o C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
- o C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.

Factor 16. Protección contra la corrosión de la torre de aerogeneradores Offshore.

Las características técnicas específicas de la torre de los aerogeneradores Offshore, son seleccionadas como un factor técnico fundamental referido a los parámetros técnicos relativos a los sistemas de protección contra la corrosión: Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a la torre, uniones atornilladas, componentes metálicos, estructura metálica de transición de unión a la plataforma marina y a los elementos metálicos de unión con la nacelle. Las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.

- o C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
- o C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
- o C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.

Factor 17. Protección contra la corrosión de la plataforma marina de aerogeneradores Offshore.

Las características técnicas específicas de la plataforma marina de los aerogeneradores Offshore, son seleccionadas como un factor técnico fundamental referido a los parámetros técnicos relativos a los sistemas de protección contra la corrosión, para el tipo de protección anti-corrosión (aplicable a la torre, uniones atornilladas, componentes metálicos, estructura metálica de transición de unión a la plataforma marina, plataforma marina): protección de pintura (según Norma ISO 12944-2) /protección catódica de material / otros. Las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.

- C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
- C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
- C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.

Factor 18. Parámetros de diseño de la estructura metálica de la plataforma.

Las características técnicas específicas de la estructura metálica de la plataforma marina de los aerogeneradores Offshore, son seleccionadas como un factor técnico fundamental referido a los parámetros técnicos relativos al diseño de la misma, cuyos principales sub-factores seleccionados son los

indicados a continuación.

Factor 18.1. Material de la estructura metálica: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).

Factor 18.2. Espesor del material metálico de la estructura tubular: mm.

Factor 18.3. Tipos de soldadura de aplicación marina: tipo de soldadura y normativa (ISO / DIN /DNV / Otros).

Factor 18.4. Geometría estructural de la estructura metálica: tipo tubular / tubo macizo / otra geometría.

Factor 18.5. Criterios de diseño para la selección de un tipo de plataforma marina:

- Requerimientos de almacenamiento de los componentes de la plataforma marina.
- Requerimientos de transporte de los componentes de la plataforma marina.
- Requerimientos de instalación de los componentes de la plataforma marina.
- Disponibilidad de emplazamientos marinos adecuados a cada tipo de plataforma marina.
- Disponibilidad de equipos y maquinaria de instalación adecuados a cada tipo de plataforma marina.
- Condicionantes económicos de costes de cada tipo de plataforma marina.

Factor 18.6. Cargas de diseño sobre la plataforma: en función de los parámetros técnicos que la afectan, siendo los principales los siguientes.

- Viento.
- Olas.
- Corriente marina.
- Cargas horizontales.
- Cargas verticales.
- Profundidad del agua en el emplazamiento.
- Condiciones geológicas del suelo en el lecho marino.
- Tipo de suelo marino.
- Corrientes en el lecho marino (*scouring*).

Factor 19. Parámetros de diseño de la estructura metálica intermedia del aerogenerador Offshore (Transition Piece).

Las características técnicas específicas de la estructura metálica intermedia (*Transition Piece*) de los aerogeneradores Offshore, son seleccionadas como un factor técnico fundamental referido a los parámetros técnicos relativos al diseño de la misma, cuyos principales sub-factores seleccionados son los indicados a continuación.

Factor 19.1. Material de la estructura metálica: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).

Factor 19.2. Espesor del material metálico de la estructura tubular: mm.

Factor 19.3. Tipos de soldadura de aplicación marina: tipo de soldadura y normativa (ISO / DIN /DNV / Otros).

Factor 20. - Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en parque de un aerogenerador Offshore: requisitos de Fiabilidad.

Estos parámetros son factores técnicos asociados a los objetivos de valores de fallo del aerogenerador, los cuales se establecerán por medio de los objetivos de fallo del aerogenerador en funcionamiento en campo.
o N° de fallos / 10000 horas funcionamiento.
o N° de fallos / año de funcionamiento.

En las matrices de las Figuras 4.9. y 4.10. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Fiabilidad de los aerogeneradores en operación” y específicamente para los modelos Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor

y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.4.3.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
13	NORMATIVAS APLICABLES DE VIDA DEL AEROGENERADOR OFFSHORE Y CONDICIONES DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL. Norma general de aerogeneradores (IEC 61400-1 Ed.3 y IEC 61400-3 Edición 1). El resto de normativas aplicables se indican en las matrices de la Figura 2.4.52., Figura 2.4.53. y de la Figura 2.4.54. del punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore.	Técnica	Reducción de la tasa de fallos, Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP).	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
14	PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
14.1.	ZONAS DE APLICACIÓN EN EL AEROGENERADOR OFFSHORE. PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN: SEGÚN ISO 12944 y ISO 9223. • Interior de Nacelle: estándar C3 Medio / C3 H. • Rotor y compartimento del transformador: C4 Alta (C4 H). • Exterior del aerogenerador: C5 I / C5 Alta (C5 H). • Corrosión marina: C5-M/H.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
14.2.	TIPOS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN: Requerimientos de la norma ISO 12944-2 son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor, con los grados de protección siguientes. -C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. -C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. -C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior. -Sistemas de protección catódica del material: Galvanizado mediante ánodos / Sistema de corriente impresa / Sistemas de presurización de la nacelle.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
15	PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN DE LAS PALAS DE AEROGENERADORES OFFSHORE. Requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la palas y a los elementos metálicos de unión con el rotor con los grados de protección siguientes. o C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. o C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. o C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
16	PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN DE LA TORRE DE AEROGENERADORES OFFSHORE. Requerimientos de la norma ISO 12944-2: son de aplicación a la torre, uniones atornilladas, componentes metálicos, estructura metálica de transición de unión a la plataforma marina y a los elementos metálicos de unión con la nacelle, con los grados de protección siguientes. o C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. o C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. o C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
17	PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN DE LA PLATAFORMA MARINA DE AEROGENERADORES OFFSHORE. Requerimientos de la Norma ISO 12944-2 /protección catódica de material / otros. Las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. -C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. -C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. -C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.9. Matriz I de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de fiabilidad específicos de aerogeneradores Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
18	PARÁMETROS DE DISEÑO DE LA ESTRUCTURA METÁLICA DE LA PLATAFORMA.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
18.1	MATERIAL DE LA ESTRUCTURA METÁLICA: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
18.2	ESPESOR DEL MATERIAL METÁLICO DE LA ESTRUCTURA TUBULAR: mm.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
18.3	TIPOS DE SOLDADURA DE APLICACIÓN MARINA: tipo de soldadura y normativa (ISO / DIN /DNV / Otros).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
18.4	CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA SELECCIÓN DE UN TIPO DE PLATAFORMA MARINA: • Requerimientos de almacenamiento de los componentes de la plataforma marina. • Requerimientos de transporte de los componentes de la plataforma marina. • Requerimientos de instalación de los componentes de la plataforma marina. • Disponibilidad de emplazamientos marinos adecuados a cada tipo de plataforma marina. • Disponibilidad de equipos y maquinaria de instalación adecuados a cada tipo de plataforma marina. • Condicionantes económicos de costes de cada tipo de plataforma marina.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
18.5	CARGAS DE DISEÑO SOBRE LA PLATAFORMA: en función de los parámetros técnicos que la afectan. • Viento. • Olas. • Corriente marina. • Cargas horizontales. • Cargas verticales. • Profundidad del agua en el emplazamiento. • Condiciones geológicas del suelo en el lecho marino. • Tipo de suelo marino. • Corrientes en el lecho marino (scouring).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
19	PARÁMETROS DE DISEÑO DE LA ESTRUCTURA METÁLICA INTERMEDIA DEL AEROGENERADOR OFFSHORE (TRANSITION PIECE).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
19.1.	MATERIAL DE LA ESTRUCTURA METÁLICA: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN /DNV / Otros).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
19.2.	ESPESOR DEL MATERIAL METÁLICO DE LA ESTRUCTURA TUBULAR: mm.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
19.3.	TIPOS DE SOLDADURA DE APLICACIÓN MARINA: tipo de soldadura y normativa (ISO / DIN /DNV / Otros).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
20	PARÁMETROS DE DEFINICIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO EN PARQUE DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: REQUISITOS DE FIABILIDAD. Objetivos de valores de fallo del aerogenerador en funcionamiento en campo. o Nº de fallos / 10000 horas funcionamiento. o Nº de fallos / año de funcionamiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.10. Matriz II de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de fiabilidad específicos de aerogeneradores Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

Criterio. Factores técnicos de mejora del producto y nuevas tendencias y avances tecnológicos: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 5 del punto 4.3.1. “Factores técnicos de mejora del producto y nuevas tendencias y avances tecnológicos”, se proceden a seleccionar de forma no exhaustiva los factores técnicos fundamentales que contribuyen a la obtención de mejoras técnicas del producto, tanto en rendimiento como en costes, así como aquellos factores técnicos que se están desarrollando como parte de las nuevas tendencias y nuevos avances tecnológicos en el sector eólico, en fase de desarrollo y en fase de implantación por parte de grupos de trabajo multidisciplinares, nacionales e internacionales. Estos factores técnicos fundamentales seleccionados contribuyen directamente a la mejora del rendimiento técnico y económico de la operación de la instalación eólica, y en concreto a los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y a la Producción de Energía Anual (AEP), siendo afectado finalmente el coste de energía (COE) anualizado y su potencial reducción.

Factor 21. - Incremento de la eficiencia de la producción eléctrica del aerogenerador.

Se seleccionan como factores técnicos fundamentales los siguientes sub-factores técnicos con objeto de mediante su implantación (Make; Engels W., Obdam T., Savenije F.) en la configuración de los aerogeneradores (Onshore y Offshore) proporcionan una eficiencia del tren de potencia y una mayor

producción de electricidad de manera más estable que otras tecnologías, así como una mayor fiabilidad y menores intervenciones de mantenimiento en operación. Los sub-factores técnicos seleccionados que contribuyen al incremento de la eficiencia de la producción eléctrica del aerogenerador son los siguientes:

Factor 21.1. Generadores eléctricos de imanes permanentes (PMG: *Permanent Magnet Generators*) y generadores de accionamiento directo (*Direct Drive*): en sustitución de los generadores eléctricos convencionales la utilización de generadores eléctricos de imanes permanentes de media y alta velocidad, generadores de accionamiento directo (*Direct Drive*) de baja velocidad.

Factor 21.2. Incremento de la eficiencia de conversión de potencia: mediante sistemas de media tensión se minimizan las pérdidas y se incrementa la eficiencia de conversión de potencia en comparación con sistemas de baja tensión.

Factor 22. - Generadores eléctricos con sistema de superconductividad en los bobinados.

Con objeto de obtener un incremento de la eficiencia de la producción eléctrica del aerogenerador, se están desarrollando en la actualidad prototipos de generadores eléctricos de accionamiento directo con superconductividad. La tecnología consiste (AMSC; General Electric) en la utilización en los bobinados del generador de bobinas de alta conductividad a altas temperaturas que son capaces de conducir una cantidad de intensidad de corriente eléctrica 100 veces más que los conductores de cobre de las mismas dimensiones. Las ventajas que se obtienen para la misma potencia son la reducción de peso, reducción de las dimensiones del generador, incremento del par, eliminación del uso de tierras raras de los imanes permanentes, mayor eficiencia energética y mayor fiabilidad en operación del aerogenerador, además de permitir el desarrollo de aerogeneradores de hasta 10 MW sin incurrir en pesos excesivos para su transporte e instalación.

Factor 23. Incremento de la eficiencia de las multiplicadoras.

El incremento de la eficiencia operativa de las multiplicadoras se selecciona como factor fundamental debido a su influencia en el rendimiento del tren de potencia y en una mayor eficiencia en la generación de electricidad. Dentro de la multiplicadora los rodamientos y de forma general todo el eje de transmisión están en constante mejora en cuanto a su fiabilidad y su diseño para optimizar la transmisión de la energía del viento al generador eléctrico. Las investigaciones se centran en los equilibrios que existen entre las velocidades de rotor, de multiplicadoras y de generadores, pero también en una estandarización de los componentes del tren de engranajes, con el objetivo de reducción de costes.

Factor 24. Tipos de configuración del eje de tren de potencia (*Drive Train*).

En las características técnicas de la configuración interna de la nacelle está el tipo de configuración del eje de tren de potencia (*Drive Train*) el que se selecciona para un aerogenerador debido a las implicaciones técnicas que tiene en relación a la fiabilidad, disponibilidad, rendimiento, costes de operación y mantenimiento y costes de adquisición entre otros aspectos fundamentales (Engels W., Obdam T., Savenije F.). Los principales configuraciones del eje de tren de potencia (*Drive Train*) son los siguientes:

Factor 24.1.- Eje Estándar: los principales componentes son

- Eje del Buje.
- Multiplicadora (entrada: eje de bajas revoluciones; Salida: eje de altas revoluciones)
- Acoplamiento (tipo cardan o específico).
- Generador (entrada: eje de altas revoluciones).

Factor 24.2.- Eje Compacto: la configuración de componentes es igual a la del eje Estándar pero el eje del rotor se integra parcialmente en la multiplicadora lo cual implica menor longitud total del eje.

Factor 24.3.- Eje Compacto con un rodamiento -*Moment Bearing*:- es igual que el eje estándar pero en vez de dos rodamientos en el eje lleva uno solo y el soporte del eje en la parte del rotor se realiza con un componente mecánico con funciones de rodamiento.

Factor 24.4.- Eje Compacto con múltiples generadores: utiliza 3 generadores en lugar de uno y el tipo de eje compacto monta una multiplicadora especial con tres ejes de salida de baja velocidad.

Factor 24.5.- Eje tipo *Direct Drive* (accionamiento directo): se monta en aerogeneradores con nacelle sin multiplicadora y con el rotor del generador actuando como eje principal. Se subdividen en dos tipos a) y b):

Factor 24.5.1. a)-DDRH (*Direct Drive Rear Hub*): El generador va montado entre la nacelle y el rotor. Se trata de una tecnología fabricada desde hace muchos años y con demostrada fiabilidad.

- El tipo de diseño presentan un generador con el estator solidario con el eje del rotor y el rotor del generador es externo y unido al rotor mediante rodamientos.
- El tipo de diseño presenta un eje convencional unido al rotor del generador el cual está posicionado en la parte trasera de la nacelle.

Factor 24.5.2. b)-DDFH (*Direct Drive Front Hub*): El generador va montado por delante del rotor exterior al aerogenerador, unido a continuación al rotor y después del rotor se sitúa la nacelle.

Factor 24.6.- Potencia nominal del aerogenerador (MW) en relación a la masa de la multiplicadora (Ton): definición de los parámetros de diseño para obtener la relación más competitiva en rendimiento y costes.

Factor 24.7.- Par nominal del eje de la multiplicadora (kNm) en relación a la masa de la multiplicadora (Ton): definición de los parámetros de diseño para obtener la relación más competitiva en rendimiento y costes.

Factor 25. Tipos de configuración de palas.

En las características técnicas de la configuración interna de las palas está el tipo de configuración debido a las implicaciones técnicas que tiene en relación a la fiabilidad, disponibilidad, rendimiento, producción anual de energía y costes entre otros aspectos fundamentales. Los principales sub-factores fundamentales que se seleccionan en relación a las configuraciones de las palas actualmente en desarrollo en fabricantes y grupos de trabajo en centros nacionales e internacionales son los siguientes:

Factor 25.1.- Tipo de Material de las palas:

- Fibra de vidrio.
- Fibra de carbono.
- Fibra de vidrio más fibra de carbono: utilización combinada de ambas.

Factor 25.2.- Tipos de tecnología de diseño y fabricación de palas:

- Infusión en vacío (*Vacuum Infusion*).
- Pala Integral Infusión en vacío (*Integral Blade Vacuum Infusion*).
- Pre-Preg.

Factor 25.3.- Tipo de perfil aerodinámico de pala: aplican los estándares definidos en las normativas internacionales (FFA, RISOE, DELFT, NACA y otros).

Factor 25.4.- Diámetro de rotor (m) en relación a la Potencia nominal del aerogenerador (MW): definición de los parámetros de diseño para obtener la relación más competitiva en rendimiento y costes.

Factor 25.5.- Masa de la pala (kg) en relación a la longitud de la pala (m): definición de los parámetros de diseño para obtener la relación más competitiva en rendimiento y costes.

Factor 25.6.- Masa de la pala (kg) en relación a la Potencia nominal del aerogenerador (MW): definición de los parámetros de diseño para obtener la relación más competitiva en rendimiento y costes.

Factor 26. Tipos de configuración de torre en relación a la potencia del aerogenerador.

En las características técnicas de la configuración interna de las torres está el tipo de configuración debido a las implicaciones técnicas que tiene en relación a la fiabilidad, disponibilidad en cuanto a mantenimiento a realizar y costes entre otros aspectos fundamentales. Los principales sub-factores fundamentales que se seleccionan en relación a las configuraciones de las torres y su aplicación en función del tipo de aerogenerador, actualmente en desarrollo en fabricantes y grupos de trabajo en centros nacionales e internacionales son los siguientes:

- o Torre metálica de acero.
- o Torre de Hormigón.
- o Torre Híbrida (Hormigón – Acero).
- o Torre de celosía.

Factor 26.1.- Altura de la torre (m) en relación a la masa de la torre (Ton): definición de los parámetros de diseño para obtener la relación más competitiva en rendimiento y costes.

Factor 26.2.- Área de barrido del rotor-Swept Area- (m²) en relación a la masa de la torre (Ton) en relación a la Clase de aerogenerador (I, II, III, S): definición de los parámetros de diseño para obtener la relación más competitiva en rendimiento y costes.

Factor 27. Tipos de aerogeneradores con mayor potencia, mayor diámetro de rotor y palas de mayor longitud.

La tendencia actual en los diseños de aerogeneradores, tanto en los modelos Onshore como en los Offshore, es el de diseños con mayor potencia siendo el rango multi-megawatio (mayor de 3 MW en los modelos Onshore y mayor de 5 MW en los modelos Offshore) el segmento en mayor desarrollo por parte de los fabricantes. Estos factores técnicos implican modificaciones de los estudios de cargas del aerogenerador así como cambios en los materiales y su resistencia. Como factores técnicos fundamentales seleccionados se consideran los siguientes:

Factor 27.1.- [Incremento de potencia del aerogenerador y del generador eléctrico.](#)

Factor 27.2.- [Incremento de diámetro de rotor.](#)

Factor 27.3.- [Incremento de longitud de palas.](#)

Factor 28. [Aerogeneradores en media tensión.](#)

Esta configuración de aerogeneradores con voltaje en alta tensión está siendo implantado en cada vez más modelos con potencias superiores a los 5 MW, tanto Onshore como especialmente Offshore. Los principales sub-factores técnicos seleccionados que presentan estos modelos de aerogeneradores en comparación con los convencionales de baja tensión se mencionan a continuación:

Factor 28.1.- [Reducción de dimensiones generales del aerogenerador.](#)

Factor 28.2.- [Costes más elevados que los aerogeneradores de baja tensión.](#) factor de optimización a ser desarrollado desde el punto de vista técnico.

Factor 29. [Optimización de la integración en la red eléctrica.](#)

La optimización de la producción de energía por medio de la mejora del factor de capacidad se puede llevar a cabo actuando en los convertidores de potencia como una acción para mejorar la integración a la red (<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/comp/index.htm>). Las interacciones que existen entre el sistema eléctrico de los aerogeneradores y el sistema eléctrico junto con los factores técnicos que afectan a dichas interacciones son sub-factores técnicos fundamentales para definir nuevos códigos de red optimizados, con el objetivo de obtener un equilibrio entre la inversión necesaria debida al aumento de tamaño y las reducciones de costes identificadas como sub-factores técnicos. Estos sub-factores técnicos seleccionados son los siguientes:

Factor 29.1.- [Utilización de sistemas de superconductividad en generadores eléctricos.](#)

Factor 29.2.- [Sistema de control optimizado y de entorno operativo simplificado.](#)

Factor 29.3.- [Reducción del mantenimiento en operación.](#)

En las matrices de las Figuras 4.11. y 4.12. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Factores técnicos de mejora del producto y nuevas tendencias y avances tecnológicos”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales (Onshore y Offshore) seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.4.2.4. y 2.4.3.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
21	INCREMENTO DE LA EFICIENCIA DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DEL AEROGENERADOR.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
21.1.	GENERADORES ELÉCTRICOS DE IMANES PERMANENTES (PMG: PERMANENT MAGNET GENERATORS) Y GENERADORES DE ACCIONAMIENTO DIRECTO (DIRECT DRIVE): en sustitución de los generadores eléctricos convencionales la utilización de generadores eléctricos de imanes permanentes de media y alta velocidad, generadores de accionamiento directo (Direct Drive) de baja velocidad.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
21.2.	INCREMENTO DE LA EFICIENCIA DE CONVERSIÓN DE POTENCIA: mediante sistemas de media tensión se minimizan las pérdidas y se incrementa la eficiencia de conversión de potencia en comparación con sistemas de baja tensión.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
22	GENERADORES ELÉCTRICOS CON SISTEMA DE SUPERCONDUCTIVIDAD EN LOS BOBINADOS. La tecnología consiste en la utilización en los bobinados del generador de bobinas de alta conductividad a altas temperaturas que son capaces de conducir una cantidad de intensidad de corriente eléctrica 100 veces más que los conductores de cobre de las mismas dimensiones. Ventajas (para la misma potencia): la reducción de peso, reducción de las dimensiones del generador, incremento del par, eliminación del uso de tierras raras de los imanes permanentes, mayor eficiencia energética y mayor fiabilidad en operación del aerogenerador, permitir el desarrollo de aerogeneradores de hasta 10 MW sin incurrir en pesos excesivos para su transporte e instalación.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
23	INCREMENTO DE LA EFICIENCIA DE LAS MULTIPLICADORAS. Las investigaciones se centran en los equilibrios que existen entre las velocidades de rotor, de multiplicadoras y de generadores, pero también en una estandarización de los componentes del tren de engranajes (con objetivo de reducción de coste).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24	TIPOS DE CONFIGURACIÓN DEL EJE DE TREN DE POTENCIA (DRIVE TRAIN).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24.1.	EJE ESTANDAR: los principales componentes son • Eje del Buje. • Multiplicadora (entrada: eje de bajas revoluciones; Salida: eje de altas revoluciones) • Acoplamiento (tipo cardan o específico). • Generador (entrada: eje de altas revoluciones).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24.2.	EJE COMPACTO: la configuración de componentes es igual a la del eje Estándar pero el eje del rotor se integra parcialmente en la multiplicadora lo cual implica menor longitud total del eje.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24.3.	EJE COMPACTO CON UN RODAMIENTO -MOMENT BEARING-: es igual que el eje estándar pero en vez de dos rodamientos en el eje lleva uno solo y el soporte del eje en la parte del rotor se realiza con un componente mecánico con funciones de rodamiento.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24.4.	EJE COMPACTO CON MÚLTIPLES GENERADORES: utiliza 3 generadores en lugar de uno y el tipo de eje compacto monta una multiplicadora especial con tres ejes de salida de baja velocidad.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24.5.	EJE TIPO DIRECT DRIVE (ACCIONAMIENTO DIRECTO): se monta en aerogeneradores con nacelle sin multiplicadora y con el rotor del generador actuando como eje principal. Se subdividen en dos tipos a) y b)	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24.5.1.	a)-DDRH (DIRECT DRIVE REAR HUB): El generador va montado entre la nacelle y el rotor. • El tipo de diseño presentan un generador con el estator solidario con el eje del rotor y el rotor del generador es externo y unido al rotor mediante rodamientos. • El tipo de diseño presenta un eje convencional unido al rotor del generador el cual está posicionado en la parte trasera de la nacelle.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24.5.2.	b)-DDFH (DIRECT DRIVE FRONT HUB): El generador va montado por delante del rotor exterior al aerogenerador, unido a continuación al rotor y después del rotor se sitúa la nacelle.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
24.6.	POTENCIA NOMINAL DEL AEROGENERADOR (MW) EN RELACIÓN A LA MASA DE LA MULTIPLICADORA (Ton).	Técnica	Idem	Idem	-	
24.7.	PAR NOMINAL DEL EJE DE LA MULTIPLICADORA (KNM) EN RELACIÓN A LA MASA DE LA MULTIPLICADORA (Ton).	Técnica	Idem	Idem	-	

Figura 4.11. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de mejora del producto, nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
25	TIPOS DE CONFIGURACIÓN DE PALAS.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
25.1.	TIPO DE MATERIAL DE LAS PALAS: -Fibra de vidrio. -Fibra de carbono. -Fibra de vidrio más fibra de carbono: utilización combinada de ambas.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
25.2.	TIPOS DE TECNOLOGIA DE DISEÑO Y FABRICACIÓN DE PALAS: • Infusión en vacío (Vacuum Infusión). • Pala Integral Infusión en vacío (Integral Blade Vacuum Infusión). • Pre-Preg.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
25.3.	TIPO DE PERFIL AERODINÁMICO DE PALA: aplican los estándares definidos en las normativas internacionales (FFA, RISOE, DELFT, NACA, OTROS).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
25.4.	DIÁMETRO DE ROTOR (m) EN RELACIÓN A LA POTENCIA NOMINAL DEL AEROGENERADOR (MW).	Técnica	Idem	Idem	-	
25.5.	MASA DE LA PALA (kg) EN RELACIÓN A LA LONGITUD DE LA PALA (m).	Técnica	Idem	Idem	-	
25.6.	MASA DE LA PALA (kg) EN RELACIÓN A LA POTENCIA NOMINAL DEL AEROGENERADOR (MW).	Técnica	Idem	Idem	-	
26	TIPOS DE CONFIGURACIÓN DE TORRE EN RELACIÓN A LA POTENCIA DEL AEROGENERADOR. Las configuraciones de las torres son las siguientes: o Torre metálica de acero. o Torre de Hormigón. o Torre Híbrida (Hormigón – Acero). o Torre de celosía.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
26.1.	ALTURA DE LA TORRE (m) EN RELACIÓN A LA MASA DE LA TORRE (Ton).	Técnica	Idem	Idem	-	
26.2.	ÁREA DE BARRIDO DEL ROTOR-SWEPT AREA- (m2) EN RELACIÓN A LA MASA DE LA TORRE (Ton) EN RELACIÓN A LA CLASE DE AEROGENERADOR (I, II, III, S).	Técnica	Idem	Idem	-	
27	TIPOS DE AEROGENERADORES CON MAYOR POTENCIA, MAYOR DIÁMETRO DE ROTOR Y PALAS DE MAYOR LONGITUD. La tendencia actual en los diseños de aerogeneradores es el rango multi-Megawatio (mayor de 3 MW en los modelos Onshore y mayor de 5 MW en los modelos Offshore).	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
27.1.	INCREMENTO DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR Y DEL GENERADOR ELÉCTRICO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
27.2.	INCREMENTO DE DIÁMETRO DE ROTOR.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
27.3.	INCREMENTO DE LONGITUD DE PALAS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
28	AEROGENERADORES EN MEDIA TENSIÓN.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
28.1.	REDUCCIÓN DE DIMENSIONES GENERALES DEL AEROGENERADOR.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
28.2.	COSTES MÁS ELEVADOS QUE LOS AEROGENERADORES DE BAJA TENSIÓN: factor de optimización a ser desarrollado desde el punto de vista técnico.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
29	OPTIMIZACIÓN DE LA INTEGRACIÓN EN LA RED ELÉCTRICA. La optimización de la producción de energía por medio de la mejora del factor de capacidad: actuando en los convertidores de potencia para mejorar la integración a la red y definir nuevos códigos de red optimizados.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
29.1.	UTILIZACIÓN DE SISTEMAS DE SUPERCONDUCTIVIDAD EN GENERADORES ELÉCTRICOS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
29.2.	SISTEMA DE CONTROL OPTIMIZADO Y DE ENTORNO OPERATIVO SIMPLIFICADO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
29.3.	REDUCCIÓN DEL MANTENIMIENTO EN OPERACIÓN.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.12. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de mejora del producto, nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

Se mencionan a continuación los factores técnicos fundamentales según el criterio nº 5 del punto 4.3.1. “Factores técnicos de mejora del producto y nuevas tendencias y avances tecnológicos”, seleccionados de forma no exhaustiva específicamente para los aerogeneradores Onshore y Offshore, que se están desarrollando como parte de las nuevas tendencias y nuevos avances tecnológicos en el sector eólico, en fase de desarrollo y en fase de implantación por parte de grupos de trabajo multidisciplinares, nacionales e internacionales. Estos factores técnicos fundamentales seleccionados contribuyen directamente a la

mejora del rendimiento técnico y económico de los aerogeneradores y de la operación de la instalación eólica, y en concreto a los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y a la Producción de Energía Anual (AEP), siendo afectado finalmente el coste de energía (COE) anualizado y su potencial reducción, con el correspondiente incremento de la competitividad de la energía eólica. Los siguientes sub-factores técnicos seleccionados se presentan asociados a los proyectos de desarrollo y/o a las organizaciones nacionales e internacionales que los han desarrollado o están en fase de desarrollo:

Factor 30. Desarrollo de aerogeneradores de gran potencia (8 MW a más de 10 MW en modelos Onshore y Offshore): UPWIND (<http://www.upwind.eu/>).

Los sub-factores técnicos fundamentales en desarrollo que se han seleccionado son los siguientes.

Factor 30.1. Palas: Investigación del control del flujo local y nuevos diseños de perfiles de pala.

Factor 30.2. Control del aerogenerador: desarrollo de nuevas estrategias de control.

Factor 30.3. Análisis de los componentes del tren de potencia: criticidad y mejoras a realizar en el diseño y en los materiales.

Factor 30.4. Condiciones de trabajo extremas: definir el diseño adecuado para el cumplimiento de las condiciones extremas y definir el diseño de aerogeneradores con los márgenes de seguridad adecuados implementando reducciones de costes.

Factor 30.5. Sensores: definición de nuevos sistemas de sensores de tipo estático y remoto así como nuevas técnicas de medición de velocidades de viento remotas.

Factor 31. Diseño de aerogeneradores con potencias mayores de 10 MW para el año 2015: WINDLIDER 2015 (www.windlider.es).

Los principales objetivos tecnológicos del proyecto se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales y son los siguientes:

Factor 31.1. Concepción de un modelo holístico mediante una plataforma de simulación, que permita experimentar con las diferentes variables que influyen en el diseño de aerogeneradores.

Factor 31.2. Incorporación de datos empíricos obtenidos mediante ensayos en laboratorio y pruebas en campo al modelo holístico.

Factor 31.3. Estudiar la viabilidad de nuevas alternativas de configuraciones y diseños de aerogeneradores mediante una plataforma de simulación.

Factor 31.4. Generación de patentes de diseño: estimadas 10 nuevas patentes como resultado del proyecto.

Factor 31.5. Desarrollo de metodologías que permitan la simulación y el cálculo automático de cargas de fatiga, para verificar el comportamiento de un aerogenerador en un emplazamiento particular.

Factor 31.6. Desarrollo de nuevas estrategias de control del aerogenerador: el objetivo es la optimización del comportamiento dinámico y maximizar la producción eléctrica y minimizar las cargas sobre los componentes estructurales.

Factor 31.7. Reducción del “Time to market” o periodo de lanzamiento de aerogeneradores al mercado: pasar de los 66 meses actuales de desarrollo del producto a 36 meses (reducción del -46%).

Factor 31.8. Reducción del coste de energía de los aerogeneradores (COE): obtener un objetivo de reducción del -30% sobre los costes de energía de los aerogeneradores actuales.

Factor 31.9. Disponibilidad de funcionamiento del aerogenerador en régimen de operación: el objetivo es superar el 97% de disponibilidad media.

Factor 31.10. Fiabilidad del diseño del aerogenerador: el objetivo es alcanzar el 99% en régimen de operación.

Factor 31.11. Desarrollo de bancos de ensayos para aerogeneradores multi-MW.

Factor 32. Optimización de los conceptos de fiabilidad en el diseño, operación y mantenimiento de aerogeneradores (Onshore y Offshore): RELIAWIND (www.reliawind.eu).

El objetivo del proyecto es la mejora de los costes de operación, de mantenimiento y de la eficiencia de los aerogeneradores. Las principales áreas de desarrollo del proyecto se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales y son las siguientes:

Factor 32.1. Análisis de fiabilidad en campo de los aerogeneradores. Identificación de los componentes críticos y los fallos críticos.

Factor 32.2. Diseño para la fiabilidad. Análisis y comprensión de los fallos y sus mecanismos.

Factor 32.3. Algoritmos. Definición de la arquitectura lógica de un sistema de monitorización de seguridad y de vida de componentes del aerogenerador.

Factor 33. Optimización a nivel de diseño como de rendimiento de cada componente de los aerogeneradores: WINDPACT.

Liderado por el laboratorio NREL (National Research Energy Laboratory de Estados Unidos: www.nrel.gov) junto con el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) y varios fabricantes de componentes de aerogeneradores. Se está realizando un análisis y estudio técnico de detalle de cada componente de los aerogeneradores con objeto de optimizarlos tanto a nivel de diseño como de rendimiento.

Factor 34. Modelo de Costes del ciclo de vida (LCA) de un parque eólico: DOWEC (Holanda).

Factor 35. Elaboración, diseño, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento de los parques eólicos Offshore: WE@SEA (Wind Energy at Sea). Es un consorcio con un programa de trabajo de más de 30 socios holandeses con el objetivo de desarrollar una base estructural de negocios a largo plazo en Holanda, con el propósito de preparar, diseñar, construir, operar, realizar mantenimiento y desmantelar los parques eólicos Offshore.

Factor 36. Desarrollo de técnicas, tecnologías y procesos para el desarrollo de parques eólicos de gran capacidad y potencia en emplazamientos de aguas profundas: DOWNWIND (Distant Offshore Windfarms with No Visual Impact In Deepwater).

El objetivo del proyecto es llevar a cabo las fases necesarias para avanzar en las técnicas, las tecnologías y los procesos requeridos para facilitar el desarrollo de parques eólicos de gran capacidad y potencia en emplazamientos de aguas profundas.

Factor 37. Evaluación técnica y desarrollo de los conceptos de aerogeneradores Offshore de gran tamaño (6 MW): DOWEC (Dutch Offshore Wind Energy Converter).

Es un proyecto de cooperación realizado en Holanda entre 6 socios holandeses con objeto de llevar a cabo tareas científicas fundamentales en el área de energía eólica Offshore y en el desarrollo industrial de las mismas. Con ello se trata de llevar a cabo una evaluación técnica y un desarrollo de los conceptos de aerogeneradores Offshore de gran tamaño (en el entorno de los 6 MW de potencia).

Factor 38. Definición, Evaluación e implementación de soluciones técnicas e innovaciones que permitan la reducción del coste del kWh eólico: REOLTEC (Red Científico Tecnológica del sector eólico español: <http://www.reoltec.net/>).

El objetivo principal del grupo es proponer, debatir e implementar soluciones técnicas e innovaciones que permitan la reducción del coste del kWh eólico, evaluando todos los campos técnicos: materias primas, diseño, logística, sistemas de control, mejoras de rendimientos en las conversiones, monitorización del estado y la optimización de la operación y mantenimiento del aerogenerador. Las prioridades de investigación, desarrollo e innovación (I+D+I) en aerogeneradores de REOLTEC, se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales y son las siguientes:

Factor 38.1. Optimización del diseño de estructuras: el alcance del proyecto incluye las áreas técnicas siguientes.

- Optimización del uso de materiales.
- Introducción de nuevos materiales.
- Mejora de uniones.
- Estructuras híbridas.
- Técnicas de monitorización estructural.

Factor 38.2. Optimización del rotor: el alcance del proyecto incluye las áreas técnicas siguientes.

- Desarrollo de códigos aeroelásticos.
- Optimización del uso de materiales.
- Introducción de nuevos materiales.
- Mejora de los perfiles aerodinámicos.
- Palas partidas para transporte.
- Estructuras más ligeras.

- Mejoras de uniones.
- Reducción del ruido.
- Revestimientos específicos: Limitación de afecciones ambientales, afecciones radioeléctricas, los procesos de erosión.

Factor 38.3. Optimización del tren de potencia y multiplicadora: el alcance del proyecto incluye las áreas técnicas siguientes.

- Alargamiento de la vida útil de los elementos críticos.
- Nuevas topologías, reducción de las etapas de multiplicación.
- Acoplamientos de par elevado.
- Comportamiento dinámico.
- Uniones con el rotor.

Factor 38.4. Optimización de la conversión eléctrica: el alcance del proyecto incluye las áreas técnicas siguientes.

- Comportamiento transitorio.
- Conversión a alta tensión.
- Nuevas topologías con generadores síncronos.
- Integración en red.
- Uniones con el tren de potencia.

Factor 38.5. Optimización del sistema de control: el alcance del proyecto incluye las áreas técnicas siguientes.

- Estrategias de control y actuadores.
- Control de parque.
- Sistemas de comunicación y automatización de procedimientos.

Factor 38.6. Optimización de la monitorización de estado y mantenimiento predictivo: el alcance del proyecto incluye las áreas técnicas siguientes.

- Caracterización y tipificación de fallos.
- Desarrollo de sensores adecuados y determinación de valores límites de funcionamiento (ruido y vibración).
- Análisis de señal, minería de datos (*data mining*) y diagnóstico.
- Integración en SCADA y herramientas de decisión.

Factor 38.7. Optimización de la operación y mantenimiento del aerogenerador: el alcance del proyecto incluye las áreas técnicas siguientes.

- Desarrollo de herramientas de diagnóstico integrales.
- Optimización logística y costes de mantenimiento.
- Desarrollo de sistemas de mantenimiento predictivo.
- Sensorización de los componentes.
- Monitorización de estado y previsión de averías.
- Mejora de fiabilidad de los componentes individuales mediante estudio de tasas y tipos de fallos.
- Capacidad de trabajo de los componentes bajo circunstancias de averías, tolerancia a fallos.
- Desarrollo de soluciones avanzadas para la reparación de grandes componentes en campo o en taller.

Factor 39. Definición de una base de datos técnica de proyectos Offshore: Proyecto MARINA PLATFORM (Marine Renewable Integrated Application Platform: <http://www.marina-platform.info>).

Este proyecto tiene como objetivo capitalizar la experiencia y unificar los conocimientos que se adquieren en el Mar del Norte con los proyectos Offshore con el objetivo de crear una base de datos que pueda ser aprovechable para la industria de la energía eólica marina en España, analizará multitud de aspectos orientados a aprovechar el previsible despegue de la operación y mantenimiento de la energía eólica Offshore, con objeto de impulsar su integración con otras tecnologías renovables marinas (olas y corrientes) en plataformas situadas en aguas profundas (superiores a 40 metros) y a varias decenas de kilómetros de la costa.

Factor 40. Definición y desarrollo de las tecnologías que permitan la implantación de parques eólicos Offshore en aguas profundas (más de 40 m): Proyecto CENIT EOLIA.

El objetivo del proyecto es desarrollar las tecnologías que permitan la implantación de parques eólicos Offshore en aguas profundas de más de 40 metros. Los subproyectos y áreas de trabajo que se están desarrollando en el proyecto CENIT-EOLIA se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales y son los siguientes:

- Factor 40.1.** Especificaciones Generales y Asignación de Objetivos.
Factor 40.2. Tecnologías para Cimentaciones Offshore para aguas profundas.
Factor 40.3. Tecnologías de Evacuación Eléctrica.
Factor 40.4. Nuevos Conceptos para Estructuras Flotantes para OWEC (*Offshore Wind Energy Conversion Systems*).
Factor 40.5. Equipos Navales para trabajos Offshore en Aguas Profundas.
Factor 40.6. Nuevos Conceptos de OWEC (*Offshore Wind Energy Conversion Systems*).
Factor 40.7. Metodologías de Evaluación de Emplazamientos Offshore.
Factor 40.8. Metodologías de Operación y Mantenimiento Offshore.
Factor 40.9. Acuicultura mediante Parques Offshore.
Factor 40.10. Desalinización Offshore.

Factor 41. Diseño y desarrollo de un aerogenerador marino de 15 MW con tecnología 100% española: proyecto AZIMUT.

Los subproyectos y áreas de trabajo que se están desarrollando en el proyecto AZIMUT se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales y son los siguientes:

- Disponibilidad del aerogenerador Offshore.
- Cimentaciones marinas.
- Evacuación de energía a tierra.
- Captura de energía eólica marina.
- Tecnologías de conversión de la energía eléctrica.
- Estructuras y subestructuras marinas.
- Construcción, operación y mantenimiento en enclaves Offshore.
- Integración de la eólica Offshore en el sistema eléctrico.

En las matrices de las Figuras 4.13., 4.14., 4.15. y 4.15.16. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para las nuevas tendencias y nuevos avances tecnológicos en el sector eólico, en fase de desarrollo y en fase de implantación por parte de grupos de trabajo multidisciplinares, nacionales e internacionales. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el capítulo 3, apartado 3.2.5.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
30	DESARROLLO DE AEROGENERADORES DE GRAN POTENCIA (8 MW a más de 10 MW en modelos Onshore y Offshore): UPWIND (http://www.upwind.eu/).	Técnica	Incremento de fiabilidad y del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la fiabilidad y de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
30.1.	PALAS: INVESTIGACIÓN DEL CONTROL DEL FLUJO LOCAL Y NUEVOS DISEÑOS DE PERFILES DE PALA.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
30.2.	CONTROL DEL AEROGENERADOR: DESARROLLO DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE CONTROL.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
30.3.	ANÁLISIS DE LOS COMPONENTES DEL TREN DE POTENCIA: CRITICIDAD Y MEJORAS A REALIZAR EN EL DISEÑO Y EN LOS MATERIALES.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
30.4.	CONDICIONES DE TRABAJO EXTREMAS: DEFINIR EL DISEÑO ADECUADO PARA EL CUMPLIMIENTO DE LAS CONDICIONES EXTREMAS Y DEFINIR EL DISEÑO DE AEROGENERADORES CON LOS MÁRGENES DE SEGURIDAD ADECUADOS IMPLEMENTANDO REDUCCIONES DE COSTES.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
30.5.	SENSORES: DEFINICIÓN DE NUEVOS SISTEMAS DE SENSORES DE TIPO ESTÁTICO Y REMOTO ASÍ COMO NUEVAS TÉCNICAS DE MEDICIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO REMOTAS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31	DISEÑO DE AEROGENERADORES CON POTENCIAS MAYORES DE 10 MW PARA EL AÑO 2015: WINDLIDER 2015 (www.windlider.es).	Técnica	Incremento de fiabilidad y del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la fiabilidad y de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
31.1.	CONCEPCIÓN DE UN MODELO HOLÍSTICO MEDIANTE UNA PLATAFORMA DE SIMULACIÓN, QUE PERMITA EXPERIMENTAR CON LAS DIFERENTES VARIABLES QUE INFLUYEN EN EL DISEÑO DE AEROGENERADORES.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.2.	INCORPORACIÓN DE DATOS EMPÍRICOS OBTENIDOS MEDIANTE ENSAYOS EN LABORATORIO Y PRUEBAS EN CAMPO AL MODELO HOLÍSTICO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.3.	ESTUDIAR LA VIABILIDAD DE NUEVAS ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIONES Y DISEÑOS DE AEROGENERADORES MEDIANTE UNA PLATAFORMA DE SIMULACIÓN.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.4.	GENERACIÓN DE PATENTES DE DISEÑO: ESTIMADAS 10 NUEVAS PATENTES COMO RESULTADO DEL PROYECTO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.5.	DESARROLLO DE METODOLOGÍAS QUE PERMITAN LA SIMULACIÓN Y EL CÁLCULO AUTOMÁTICO DE CARGAS DE FATIGA, PARA VERIFICAR EL COMPORTAMIENTO DE UN AEROGENERADOR EN UN EMPLAZAMIENTO PARTICULAR.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.6.	DESARROLLO DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE CONTROL DEL AEROGENERADOR: EL OBJETIVO ES LA OPTIMIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO Y MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y MINIMIZAR LAS CARGAS SOBRE LOS COMPONENTES ESTRUCTURALES.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.7.	REDUCCIÓN DEL "TIME TO MARKET" O PERIODO DE LANZAMIENTO DE AEROGENERADORES AL MERCADO: PASAR DE LOS 66 MESES ACTUALES DE DESARROLLO DEL PRODUCTO A 36 MESES (REDUCCIÓN DEL -46%).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.8.	REDUCCIÓN DEL COSTE DE ENERGÍA DE LOS AEROGENERADORES (COE): OBTENER UN OBJETIVO DE REDUCCIÓN DEL -30% SOBRE LOS COSTES DE ENERGÍA DE LOS AEROGENERADORES ACTUALES.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.9.	DISPONIBILIDAD DE FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR EN RÉGIMEN DE OPERACIÓN: EL OBJETIVO ES SUPERAR EL 97% DE DISPONIBILIDAD.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.10.	FIABILIDAD DEL DISEÑO DEL AEROGENERADOR: EL OBJETIVO ES ALCANZAR EL 99% EN RÉGIMEN DE OPERACIÓN.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
31.11.	DESARROLLO DE BANCOS DE ENSAYOS PARA AEROGENERADORES MULTI-MW.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.13. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
32	OPTIMIZACIÓN DE LOS CONCEPTOS DE FIABILIDAD EN EL DISEÑO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE AEROGENERADORES (ONSHORE Y OFFSHORE): RELIAWIND (www.reliawind.eu).	Técnica	Incremento de fiabilidad y del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la fiabilidad y de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
32.1.	ANÁLISIS DE FIABILIDAD EN CAMPO DE LOS AEROGENERADORES. IDENTIFICACIÓN DE LOS COMPONENTES CRÍTICOS Y LOS FALLOS CRÍTICOS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
32.2.	DISEÑO PARA LA FIABILIDAD. ANÁLISIS Y COMPRENSIÓN DE LOS FALLOS Y SUS MECANISMOS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
32.3.	ALGORITMOS. DEFINICIÓN DE LA ARQUITECTURA LÓGICA DE UN SISTEMA DE MONITORIZACIÓN DE SEGURIDAD Y DE VIDA DE COMPONENTES DEL AEROGENERADOR.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
33	OPTIMIZACIÓN A NIVEL DE DISEÑO COMO DE RENDIMIENTO DE CADA COMPONENTE DE LOS AEROGENERADORES: WINDPACT. LIDERADO POR EL LABORATORIO NREL (NATIONAL RESEARCH ENERGY LABORATORY DE ESTADOS UNIDOS: WWW.NREL.GOV), EL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE ESTADOS UNIDOS (DOE) Y VARIOS FABRICANTES DE COMPONENTES DE AEROGENERADORES.	Técnica	Incremento de fiabilidad y del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la fiabilidad y de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
34	MODELO DE COSTES DEL CICLO DE VIDA (LCA) DE UN PARQUE EÓLICO: DOWEC (HOLANDA).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
35	ELABORACIÓN, DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y DESMANTELAMIENTO DE LOS PARQUES EÓLICOS OFFSHORE: WE@SEA (Wind Energy at Sea).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
36	DESARROLLO DE TÉCNICAS, TECNOLOGÍAS Y PROCESOS PARA EL DESARROLLO DE PARQUES EÓLICOS DE GRAN CAPACIDAD Y POTENCIA EN EMPLAZAMIENTOS DE AGUAS PROFUNDAS: DOWNWIND (DISTANT OFFSHORE WINDFARMS WITH NO VISUAL IMPACT IN DEEPWATER).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
37	EVALUACIÓN TÉCNICA Y DESARROLLO DE LOS CONCEPTOS DE AEROGENERADORES OFFSHORE DE GRAN TAMAÑO (6 MW): DOWEC (DUTCH OFFSHORE WIND ENERGY CONVERTER).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.14. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
38	DEFINICIÓN, EVALUACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES TÉCNICAS E INNOVACIONES QUE PERMITAN LA REDUCCIÓN DEL COSTE DEL KWH EÓLICO: REOLTEC (Red Científico Tecnológica del sector eólico español: http://www.reoltec.net/).	Técnica	Incremento de fiabilidad y del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la fiabilidad y de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
38.1.	OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE ESTRUCTURAS: -OPTIMIZACIÓN DEL USO DE MATERIALES. -INTRODUCCIÓN DE NUEVOS MATERIALES. -MEJORA DE UNIONES. -ESTRUCTURAS HÍBRIDAS. -TÉCNICAS DE MONITORIZACIÓN ESTRUCTURAL.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
38.2.	OPTIMIZACIÓN DEL ROTOR: -DESARROLLO DE CÓDIGOS AEROELÁSTICOS. -OPTIMIZACIÓN DEL USO DE MATERIALES. -INTRODUCCIÓN DE NUEVOS MATERIALES. -MEJORA DE LOS PERFILES AERODINÁMICOS. -PALAS PARTIDAS PARA TRANSPORTE. -ESTRUCTURAS MÁS LIGERAS. -MEJORAS DE UNIONES. -REDUCCIÓN DEL RUIDO. -REVESTIMIENTOS ESPECÍFICOS: LIMITACIÓN DE AFECCIONES AMBIENTALES, AFECCIONES RADIOELÉCTRICAS, LOS PROCESOS DE EROSIÓN.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
38.3.	OPTIMIZACIÓN DEL TREN DE POTENCIA Y MULTIPLICADORA: -ALARGAMIENTO DE LA VIDA ÚTIL DE LOS ELEMENTOS CRÍTICOS. -NUEVAS TOPOLOGÍAS, REDUCCIÓN DE LAS ETAPAS DE MULTIPLICACIÓN. -ACOPLAMIENTO DE PAR ELEVADO. -COMPORTAMIENTO DINÁMICO. -UNIONES CON EL ROTOR.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
38.4.	OPTIMIZACIÓN DE LA CONVERSIÓN ELÉCTRICA: -COMPORTAMIENTO TRANSITORIO. -CONVERSIÓN A ALTA TENSIÓN. -NUEVAS TOPOLOGÍAS CON GENERADORES SÍNCRONOS. -INTEGRACIÓN EN RED. -UNIONES CON EL TREN DE POTENCIA.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
38.5.	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL: -ESTRATEGIAS DE CONTROL Y ACTUADORES. -CONTROL DE PARQUE. -SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
38.6.	OPTIMIZACIÓN DE LA MONITORIZACIÓN DE ESTADO Y MANTENIMIENTO PREDICTIVO: -CARACTERIZACIÓN Y TIPIFICACIÓN DE FALLOS. -DESARROLLO DE SENSORES ADECUADOS Y DETERMINACIÓN DE VALORES LÍMITES DE FUNCIONAMIENTO (RUIDO Y VIBRACIÓN). -ANÁLISIS DE SEÑAL, DATA MINING Y DIAGNOSTICO. -INTEGRACIÓN EN SCADA Y HERRAMIENTAS DE DECISIÓN.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
38.7.	OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL AEROGENERADOR: -DESARROLLO DE HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO INTEGRALES. -OPTIMIZACIÓN LOGÍSTICA Y COSTES DE MANTENIMIENTO. -DESARROLLO DE SISTEMAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO. -SENSORIZACIÓN DE LOS COMPONENTES. -MONITORIZACIÓN DE ESTADO Y PREVISIÓN DE AVERÍAS. -MEJORA DE FIABILIDAD DE LOS COMPONENTES INDIVIDUALES MEDIANTE ESTUDIO DE TASAS Y TIPOS DE FALLOS. -CAPACIDAD DE TRABAJO DE LOS COMPONENTES BAJO CIRCUNSTANCIAS DE AVERÍAS, TOLERANCIA A FALLOS. -DESARROLLO DE SOLUCIONES AVANZADAS PARA LA REPARACIÓN DE GRANDES COMPONENTES EN CAMPO O EN TALLER.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
39	DEFINICIÓN DE UNA BASE DE DATOS TÉCNICA DE PROYECTOS OFFSHORE: PROYECTO MARINA PLATFORM (Marine Renewable Integrated Application Platform: http://www.marina-platform.info/).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.15. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EÓLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
40	DEFINICIÓN Y DESARROLLO DE LAS TECNOLOGÍAS QUE PERMITAN LA IMPLANTACIÓN DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN AGUAS PROFUNDAS (más de 40 m): PROYECTO CENIT EOLIA.	Técnica	Incremento de fiabilidad y del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la fiabilidad y de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
40.1.	ESPECIFICACIONES GENERALES Y ASIGNACIÓN DE OBJETIVOS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.2.	TECNOLOGÍAS PARA CIMENTACIONES OFFSHORE PARA AGUAS PROFUNDAS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.3.	TECNOLOGÍAS DE EVACUACIÓN ELÉCTRICA.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.4.	NUEVOS CONCEPTOS PARA ESTRUCTURAS FLOTANTES PARA OWEC (OFFSHORE WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.5.	EQUIPOS NAVALES PARA TRABAJOS OFFSHORE EN AGUAS PROFUNDAS.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.6.	NUEVOS CONCEPTOS DE OWEC (OFFSHORE WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.7.	METODOLOGÍAS DE EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.8.	METODOLOGÍAS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.9.	ACUICULTURA MEDIANTE PARQUES OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
40.10.	DESALINIZACIÓN OFFSHORE.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
41	DISEÑO Y DESARROLLO DE UN AEROGENERADOR MARINO DE 15 MW CON TECNOLOGÍA 100% ESPAÑOLA: PROYECTO AZIMUT. -DISPONIBILIDAD DEL AEROGENERADOR OFFSHORE. -CIMENTACIONES MARINAS. -EVACUACIÓN DE ENERGÍA A TIERRA. -CAPTURA DE ENERGÍA EÓLICA MARINA. -TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. -ESTRUCTURAS Y SUBESTRUCTURAS MARINAS. -CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN ENCLAVES OFFSHORE. -INTEGRACIÓN DE LA EÓLICA OFFSHORE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.	Técnica	Incremento de fiabilidad y del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la fiabilidad y de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.

Figura 4.16. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

Criterio. Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica. Selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 6 del punto 4.3.1. “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica”, se proceden a seleccionar los factores técnicos fundamentales referidos a los requerimientos de certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica que contribuyen a obtener mayor rendimiento técnico y económico del aerogenerador y mayor valor de disponibilidad en operación del mismo, lo que afecta directamente al rendimiento económico de la operación de la instalación eólica, y en concreto a los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y a la Producción de Energía Anual (AEP), siendo afectado finalmente el coste de energía (COE) anualizado y su potencial reducción.

Factor 42. Procesos técnicos de instalación y montaje en el emplazamiento Onshore.

En las características técnicas generales del aerogenerador Onshore se seleccionan como factores técnicos fundamentales, a los asociados a los procesos críticos específicos de la instalación y montaje en el emplazamiento del aerogenerador. Los principales sub-factores técnicos fundamentales seleccionados para cada sub-proceso de montaje en el parque eólico terrestre son los siguientes (ver matrices 2.4.31. y 2.4.32. del punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore):

Factor 42.1. Unión de los tramos de la torre metálica a la cimentación: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante. Con la característica de atornillado de la brida inferior a la cimentación: Par de apriete (N/m) según los estándares de cada fabricante.

Factor 42.2. Unión de los tramos de la torre: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante. Con la característica de Atornillado de las bridas de unión entre tramos de torre: Par de apriete (N/m).

Factor 42.3. Unión de los tramos de la torre de hormigón a la cimentación: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante. Sub-montaje a pie de torre de las secciones de hormigón que constituyen cada tramo de la torre de hormigón: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.

Factor 42.4. Montaje de nacelle y de sub-componentes: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante para el montaje de componentes en la nacelle en el parque y el montaje de la nacelle en la torre.

Factor 42.5. Montaje de rotor en nacelle: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante. Conexión de los sub-componentes del rotor a la nacelle (Eje del pitch, galgas, engrase): Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.

Factor 42.6. Montaje de las palas en el rotor: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante. Anclaje de cada pala al rotor: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.

Factor 43. Interfaces de comunicaciones del aerogenerador.

Un factor técnico que afecta al rendimiento del aerogenerador (Onshore y Offshore) y a la mejora de la eficiencia es el tipo de interfaces de protocolos de comunicaciones remotas utilizados en el aerogenerador. Como principales sub-factores fundamentales de las comunicaciones se seleccionan los siguientes:

Factor 43.1. Tipos de sistemas de comunicaciones: ETHERNET (Protocolos TCP/IP; FTP; OPC) / PROFIBUS / Bus de campo / Otros.

Factor 43.2. Transmisión de datos por medio de cables submarinos: las características técnicas de influencia son las siguientes.

- La transmisión de datos por medio de cable submarino.
- Las condiciones medioambientales marinas y su influencia en el funcionamiento de los sistemas de captación y de procesamiento de datos (sensores, componentes electrónicos, *software* y *hardware*, etc.).
- Calidad de la transmisión de datos: las interferencias, rendimiento, pérdidas, calidad de la transmisión.

Factor 44. Comunicaciones y control remoto del aerogenerador.

Entre los parámetros de operación de un aerogenerador Onshore y Offshore, se seleccionan los siguientes sub-factores fundamentales, parámetros técnicos que deben ser operados mediante gestión remota, los cuales influyen en el rendimiento del aerogenerador en operación.

- Arranque del aerogenerador.
- Parada del aerogenerador: pausa, parada, emergencia.
- Demanda de Potencia Activa P.
- Demanda de Potencia Reactiva Q.
- Requerimientos de tensión de la red V.
- Requerimientos de frecuencia.
- Requerimientos de Factor de Potencia (Cos Phi).
- Requerimientos de sincronización horaria.
- Requerimientos de nivel de ruido.

Factor 45. Protocolos de comunicación del convertidor con el PLC (Central del Sistema de control).

En las características técnicas generales de los convertidores de potencia, el factor técnico fundamental en relación a las comunicaciones y control remoto del aerogenerador está el factor de los protocolos de comunicación del convertidor con el PLC (Central del Sistema de control):

- Interbus (IEC 61158, EN 50254, DIN E 19258).
- Profibus.
- Profinet.
- Otros sistemas.

Factor 46. Sistema de control remoto mediante sensórica: optimización del sistema.

La optimización de los sistemas de control remoto de los aerogeneradores es un factor fundamental e implica el desarrollo de nuevos sensores con costes y fiabilidad adecuados como base para la actualización del incremento de disponibilidad y eficiencia, así como para la optimización de las estrategias de control de los rotores y de los componentes aerodinámicos. Los principales subfactores que

están sujetos a optimización son los siguientes:

Factor 46.1. Parámetros de monitorización / control sistema del aerogenerador: entre los principales están la conexión a la red, control del aerogenerador al arranque y parada, control del sistema de giro, control del rotor al arranque y parada (ver matriz 2.24.28. y 2.24.29. en el capítulo 2.4.2.4.2.).

Factor 46.2. Parámetros de monitorización del sistema meteorológico: visión general (Viento, Temperatura, Presión, Humedad, Estatus)

Factor 46.3. Parámetros de monitorización del sistema eléctrico: los parámetros de detalle se definen en las matrices 2.24.28. y 2.24.29. en el capítulo 2.4.2.4.2.

Factor 46.4. Optimización de los sistemas de algoritmos: modelos de software de control del comportamiento técnico del aerogenerador.

Factor 47. Celda de transformación de conexión a la red (Onshore).

La ubicación de la celda de transformación es un factor técnico fundamental que afecta tanto a los costes de instalación como a los de mantenimiento de la misma, influyendo en la disponibilidad del aerogenerador Onshore en caso de intervención técnica en operación. Las posibles alternativas en cuanto a ubicación de las celdas de transformación son las siguientes:

- Estación de transformación.
- Exterior.
- Compartimento especial.

Factor 48. Características técnicas de conexión a la red: aerogeneradores Onshore de paso variable y velocidad variable.

Como factores técnicos fundamentales se definen los parámetros de chequeo antes de realizar la conexión a la red eléctrica y el protocolo de control así como la ejecución del procedimiento (ver matrices 2.4.33. y 2.4.34. del punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore).

Factor 49. Características técnicas de la conexión a la red relacionadas con la gestión de la red eléctrica.

Como factores técnicos fundamentales de la conexión a la red relacionadas con la gestión de la red eléctrica se seleccionan los siguientes sub-factores fundamentales (ver matrices 2.4.33. y 2.4.34. del punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore):

Factor 49.1. Control de Tensión (V): todas las líneas de la red deben funcionar a un voltaje especificado que el aerogenerador debe mantener. Las características que debe cumplir la conexión a red del aerogenerador Onshore son las siguientes:

- Producción de energía reactiva en el parque eólico.
- Compensación del perfil de tensiones en el punto de conexión.
- Compensación de producción de energía reactiva mediante dos formas:
 - 1-Modelo de franjas del periodo horario (Llano, Punta, Valle).
 - 2-Instrucciones en tiempo real.

Factor 49.2. Control de Frecuencia.

Factor 50. Características técnicas de la conexión a la red relacionadas con la seguridad del sistema eléctrico.

Como factores técnicos fundamentales de la conexión a la red (Onshore) relacionadas con la seguridad del sistema eléctrico se seleccionan los siguientes sub-factores fundamentales (ver matriz 2.4.33. del punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore):

Factor 50.1. Control de la integridad del sistema y de la calidad de la energía: limitación del porcentaje de aportación a la red de la energía eléctrica de origen eólico

Factor 50.2. Huecos de tensión. La normativa aplicable para los Huecos de tensión es la norma IEC 61000-4-30; para las Primas para Huecos de tensión (en España) el Real Decreto Ley (RD 436/2004) y para la Verificación del Rendimiento de los aerogeneradores con huecos de tensión: Procedimiento de Operación P.O. 12.3.

Factor 50.3. Tecnologías aplicadas para el cumplimiento de los requisitos de conexión a red y huecos de tensión (Procedimiento de Operación P.O. 12.3): son las siguientes.

- Dispositivos de *Crow-Bar* Activo.
- Dispositivos para generar tensión al aparecer huecos de tensión.
- Generadores de imanes permanentes (media velocidad en r.p.m.).

- Convertidores de potencia del tipo *Full Converter*.
- Sistemas de control SCADA de nueva generación: incorporan sistemas de regulación avanzados (control de potencia activa/reactiva/aparente, control de tensión, etc.).

Factor 51. Características técnicas de los códigos de red.

Las principales características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica, las cuales afectan de forma general a las características técnicas generales y de configuración del aerogenerador Onshore (RD 661/07; Procedimiento de operación P.O.7.4.), se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales los siguientes (ver matriz 2.4.34. del punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore):

Factor 51.1. Regulación de potencia reactiva.

Se realiza de tres formas, las cuales se seleccionan como sub-factores fundamentales.

o Cos Phi: se realiza normalmente por calendario (en el caso de España aplica el Real Decreto RD 661/07).

o KVARs: Se aplica en la generación en redes pequeñas.

o Tensión: Se aplica cuando se trabaja en redes débiles.

o Protocolo de comunicación para la regulación de Potencia Activa.

Factor 51.2. Regulación de tensión.

El balance de potencia reactiva se realiza a través de las plantas generadoras conectadas al nodo. El procedimiento de operación P.O. 7.4.: es el que aplica en España para la regulación de tensión.

Factor 51.3. Regulación de potencia activa.

El Protocolo de comunicación para la regulación de Potencia Activa consiste en enviar una consigna específica que debe mantenerse hasta una posterior actualización de la misma.

Factor 51.4. Regulación de frecuencia.

La regulación de frecuencia emplea la Potencia Activa para realizar el balance de carga con objeto de equilibrar la red eléctrica. La falta de balance entre la demanda de energía y la generación de potencia ocasiona que existan desviaciones de frecuencia.

Factor 52. Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores Onshore.

Las características técnicas de las certificaciones de los aerogeneradores Onshore se regulan por la norma IEC WT01 (Edición 2004): Certificación Tipo de aerogeneradores. Sistemas IEC para ensayo y certificación de aerogeneradores (Reglas y procedimientos). El resto de normativas para cada factor técnico del aerogenerador objeto de certificación así como los sub-factores técnicos fundamentales seleccionados están detallados en el punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore y en las matrices 2.4.41., 2.4.42. y 2.4.43. Se considera este factor fundamental seleccionado como un área de desarrollo adicional específico, como parte de futuros trabajos de investigación en la mejora de las características técnicas de los aerogeneradores Onshore.

En las matrices de las Figuras 4.17. y 4.18. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales (Onshore y Offshore) seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.4.2.4. y 2.4.3.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
42	PROCESOS TÉCNICOS DE INSTALACION Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO ONSHORE.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	<u>DISMINUCION DEL COE:</u> Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
42.1.	UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE METÁLICA A LA CIMENTACIÓN. Con la característica de atornillado de la brida inferior a la cimentación: Par de apriete (N/m) según los estándares de cada fabricante.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
42.2.	UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE: Con la característica de Atornillado de las bridas de unión entre tramos de torre: Par de apriete (N/m).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
42.3.	UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE DE HORMIGON A LA CIMENTACIÓN. Sub-montaje a pie de torre de las secciones de hormigón que constituyen cada tramo de la torre de hormigón: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
42.4.	MONTAJE DE NACELLE Y DE SUB-COMPONENTES: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante para el montaje de componentes en la nacelle en el parque y el montaje de la nacelle en la torre.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
42.5.	MONTAJE DE ROTOR EN NACELLE. Conexión de los sub-componentes del rotor a la nacelle (Eje del pitch, galgas, engrase): Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
42.6.	MONTAJE DE LAS PALAS EN EL ROTOR. Anclaje de cada pala al rotor: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
43	INTERFACES DE COMUNICACIONES DEL AEROGENERADOR. Tipo de interfaces de protocolos de comunicaciones remotas.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	<u>DISMINUCION DEL COE:</u> Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
43.1.	TIPOS DE SISTEMAS DE COMUNICACIONES: ETHERNET (Protocolos TPC/IP; FTP; OPC) / PROFIBUS / Bus de campo / Otros.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
43.2.	TRANSMISIÓN DE DATOS POR MEDIO DE CABLES SUBMARINOS: las características técnicas de influencia son las siguientes. -La transmisión de datos por medio de cable submarino. -Las condiciones medioambientales marinas y su influencia en el funcionamiento de los sistemas de captación y de procesamiento de datos (sensores, componentes electrónicos, software y hardware, etc.). -Calidad de la transmisión de datos: las interferencias, rendimiento, pérdidas, calidad de la transmisión.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
44	COMUNICACIONES Y CONTROL REMOTO DEL AEROGENERADOR. Parámetros técnicos que deben ser operados mediante gestión remota: -Arranque del aerogenerador. -Parada del aerogenerador: pausa, parada, emergencia. -Demanda de Potencia Activa P. -Demanda de Potencia Reactiva Q. -Requerimientos de tensión de la red V. -Requerimientos de frecuencia. -Requerimientos de Factor de Potencia (Cos Fi). -Requerimientos de sincronización horaria. -Requerimientos de nivel de ruido.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	<u>DISMINUCION DEL COE:</u> Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
45	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN DEL CONVERTIDOR CON EL PLC (CENTRAL DEL SISTEMA DE CONTROL). Protocolos de comunicación del convertidor con el PLC (Central del Sistema de control): -Interbus (IEC 61158, EN 50254, DIN E 19258). -Profibus. -Profinet. -Otros sistemas.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	<u>DISMINUCION DEL COE:</u> Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
46	SISTEMA DE CONTROL REMOTO MEDIANTE SENSÓRICA: OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
46.1.	PARÁMETROS DE MONITORIZACION / CONTROL SISTEMA DEL AEROGENERADOR: entre los principales están la conexión a la red, control del aerogenerador al arranque y parada, control del sistema de giro, control del rotor al arranque y parada.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
46.2.	PARÁMETROS DE MONITORIZACION DEL SISTEMA METEOROLÓGICO: visión general (Viento, Temperatura, Presión, Humedad, Estatus).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
46.3.	PARÁMETROS DE MONITORIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
46.4.	OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALGORITMOS: modelos de software de control del comportamiento técnico del aerogenerador.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.17. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
47	CELDA DE TRANSFORMACIÓN DE CONEXIÓN A LA RED (ONSHORE). Las posibles alternativas en cuanto a ubicación de las celdas de transformación son: -Estación de transformación. -Exterior. -Compartimento especial.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
48	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CONEXIÓN A LA RED: AEROGENERADORES ONSHORE DE PASO VARIABLE Y VELOCIDAD VARIABLE. Factores técnicos fundamentales: los parametros de chequeo antes de realizar la conexión a la red eléctrica y el protocolo de control así como la ejecución del procedimiento.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
49	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED RELACIONADAS CON LA GESTIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
49.1.	CONTROL DE TENSIÓN (V). Las características que debe cumplir la conexión a red son: -Producción de energía reactiva en el parque eólico. -Compensación del perfil de tensiones en el punto de conexión. -Compensación de producción de energía reactiva mediante dos formas: 1-Modelo de franjas del periodo horario (Llano, Punta, Valle). 2-Instrucciones en tiempo real.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
49.2.	CONTROL DE FRECUENCIA.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
50	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED RELACIONADAS CON LA SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
50.1.	CONTROL DE LA INTEGRIDAD DEL SISTEMA Y DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA: limitación del porcentaje de aportación a la red de la energía eléctrica de origen eólico.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
50.2.	HUECOS DE TENSIÓN. La normativa aplicable IEC 61000-4-30; para las Primas para Huecos de tensión (en España) el RD 436/2004 y para la Verificación del Rendimiento de los aerogeneradores con huecos de tensión: Procedimiento de Operación P.O. 12.3.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
50.3.	TECNOLOGÍAS APLICADAS PARA EL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS DE CONEXIÓN A RED Y HUECOS DE TENSIÓN (PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN P.O. 12.3). • Dispositivos de Crow-Bar Activo. • Dispositivos para generar tensión al aparecer huecos de tensión. • Generadores de imanes permanentes (media velocidad en r.p.m.). • Convertidores de potencia del tipo Full Converter. • Sistemas de control SCADA de nueva generación: incorporan sistemas de regulación avanzados (control de potencia activa/reactiva/aparente, control de tensión, etc.).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
51	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS CÓDIGOS DE RED.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
51.1.	REGULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA. Se realiza de tres formas: o Cos Phi: se realiza normalmente por calendario (en el caso de España aplica el Real Decreto RD 661/07). o KVARs: Se aplica en la generación en redes pequeñas. o Tensión: Se aplica cuando se trabaja en redes débiles.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
51.2.	REGULACIÓN DE TENSIÓN. El balance de potencia reactiva se realiza a través de las plantas generadoras conectadas al nodo. El procedimiento de operación P.O. 7.4.: es el que aplica en España para la regulación de tensión.		Idem	Idem	-	Idem
51.3.	REGULACIÓN DE POTENCIA ACTIVA. El Protocolo de comunicación para la regulación de Potencia Activa consiste en enviar una consigna específica que debe mantenerse hasta una posterior actualización de la misma.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
51.4.	REGULACIÓN DE FRECUENCIA. La regulación de frecuencia emplea la Potencia Activa para realizar el balance de carga con objeto de equilibrar la red eléctrica.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
52	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS CERTIFICACIONES DE LOS AEROGENERADORES ONSHORE. Las características técnicas de las certificaciones de los aerogeneradores Onshore se regulan por la Norma IEC WT01 (Edición 2004): Certificación Tipo de aerogeneradores. Sistemas IEC para ensayo y certificación de aerogeneradores (Reglas y procedimientos).	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.

Figura 4.18. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de nuevas tendencias y avances tecnológicos de aerogeneradores Onshore y Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

Se presentan a continuación los factores técnicos fundamentales según el criterio de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica”, seleccionados específicamente para los aerogeneradores Offshore.

Factor 53. Procesos técnicos de instalación y montaje en el emplazamiento Offshore.

En las características técnicas generales del aerogenerador Offshore se seleccionan como factores técnicos fundamentales a los asociados a los procesos críticos específicos de la instalación y montaje en el emplazamiento marino del aerogenerador. Los principales sub-factores técnicos fundamentales seleccionados para cada sub-proceso de montaje en el parque eólico Offshore son los siguientes (ver matrices 2.4.32. y 2.4.69. del punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore):

Factor 53.1. Procesos de pre-montajes y de montaje en la zona portuaria previa a la carga en barco del aerogenerador Offshore: los procesos de pre-montajes y de montaje se realizan sobre los sub-componentes principales del aerogenerador Offshore como son la torre, Nacelle, Rotor, Palas, Sub-componentes (tren de potencia, eje principal, tramos de torre, subconjuntos de nacelle, módulos de refrigeración, generador, etc.). Los principales sub-factores técnicos fundamentales seleccionados son los siguientes:

- Pares de apriete de uniones atornilladas: Nm.

- Protección contra la corrosión en puerto: por medio de embalajes especiales para la corrosión marina.

Factor 53.2. Procesos de montaje en el emplazamiento marino del aerogenerador Offshore sobre la plataforma marina. La instalación del aerogenerador Offshore sobre la plataforma marina se realiza mediante grúas y se procederá a llevar a cabo las siguientes operaciones de montaje sobre las que tienen influencia los siguientes parámetros técnicos, los cuales se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales.

Factor 53.2.1. Unión de la torre metálica a la pieza de transición metálica: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante. Con la característica de atornillado de la brida inferior a la pieza de transición metálica se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales.

- Inserción de la base de la torre sobre los puntos de montaje sobre la pieza de transición metálica entre la plataforma marina y el aerogenerador.

- Nivelación de la cara de montaje de la plataforma marina: control de planitud según protocolo del fabricante.

- Velocidad de las grúas: m/s.

- Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados.

- Par de apriete de las uniones atornilladas de la brida inferior a la plataforma marina: Nm según los estándares de cada fabricante.

- Velocidad máxima del viento en el emplazamiento para operaciones de descarga: m/s.

- Existencia de elementos meteorológicos inusuales: heladas, granizo, olas de gran altura, mareas con oscilaciones extremas, vientos muy fuertes, rayos, terremotos, etc.

Factor 53.2.2. Unión de los tramos de la torre metálica y unión a la nacelle:

El sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante, presenta las características técnicas que se seleccionan como sub-factores técnicos fundamentales.

- Atornillado de las bridas de unión entre tramos de torre: Par de apriete (N/m).

- Conexión de los tramos de componentes internos de la torre: Par de apriete (N/m).

- Montaje de componentes situados en la base de la torre: celdas de transformación, transformadores, armarios eléctricos (convertidores, armarios de control), aparellaje eléctrico, cable de media o baja tensión, cables de señal, alimentación y comunicaciones. Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.

Factor 53.2.3. Montaje de nacelle y de sub-componentes: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante para el montaje de componentes en la nacelle en el parque Offshore y el montaje de la nacelle en la torre.

Factor 53.2.4. Montaje de rotor en nacelle: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante. Conexión de los sub-componentes del rotor a la nacelle (Eje del *pitch*, galgas, engrase): Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.

Factor 53.2.5. Montaje de las palas en el rotor: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante. Anclaje de cada pala al rotor: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.

Factor 54. Estrategias de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino.

Se seleccionan como factores fundamentales las diferentes estrategias de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore a utilizar por cada promotor de parques eólicos Offshore, las cuales presentan diferentes características técnicas en cuanto a instalación, diferentes procesos logísticos y costes de instalación y montaje asociados referidos a los principales componentes como son nacelle, palas, rotor y torre. Como principales sub-factores se seleccionan los siguientes:

- Opción 1 (pre-montaje en puerto).
- Opción 2 (montaje directamente en el emplazamiento Offshore).
- Opción 3 (trasvase y montaje en el emplazamiento Offshore).
- Opción 4 (pre-montajes en puerto auxiliar).

Factor 55. Características técnicas de cada tipo de barco: barcos de transporte principal.

Las diferentes tipologías de barcos de transporte principal son las siguientes: tipo *Jackup*, tipo *Jackup* arrastrado, tipo *Jackup* anclado, tipo *Semi-Jackup*. Los factores técnicos seleccionados como sub-factores fundamentales que influyen en la tipología de barco seleccionada son los siguientes.

- Carga desplazada: toneladas métricas.
- Velocidad de transporte estimada: km/h.
- Capacidad de izado: toneladas.
- Altura máxima de izado de la carga: m.
- Radio de trabajo: m.
- Velocidad de izado de las grúas: m/s.
- Manga: m.
- Eslora: m.
- Longitud: m.

Factor 56. Cimentación del fondo marino: factores técnicos Offshore.

En el proceso de montaje e instalación de la plataforma marina en el emplazamiento marino, la cimentación del fondo marino es un factor fundamental, que presenta los siguientes sub-factores técnicos seleccionados:

Factor 56.1. Preparación del lecho marino mediante aplanamiento del mismo: aplica a todas las plataformas y en especial a la del tipo base de gravedad y los factores técnicos que influyen son los siguientes.

- Maquinaria de aplanado del fondo marino.
- Fuerza necesaria para desplazamiento de material y aplanado: N.

Factor 56.2. Taladrado del fondo marino: aplica a todas las plataformas del tipo ancladas al fondo marino y los factores técnicos que influyen son los siguientes.

- Longitud de la herramienta de taladrado: m.
- Diámetro de la herramienta de taladrado: mm.
- Fuerza de taladrado necesaria: N.
- Tiempo de taladrado: segundos.

Factor 56.3. Descarga y posicionamiento del material de protección (Scour): en el lecho marino se descarga material de protección con objeto de proteger la base de la plataforma de desplazamientos del lecho marino que pueden afectar a su estabilidad. Los sub-factores técnicos seleccionados que influyen son los siguientes.

- Tipo de material de protección: grava u otros.
- Peso del material descargado: toneladas.
- Diámetro de extensión del material de protección en el lecho marino: m.

Factor 57. Procesos técnicos de instalación y montaje de la plataforma marina en el emplazamiento Offshore.

En las características técnicas generales de la plataforma marina del aerogenerador Offshore se seleccionan como factores técnicos fundamentales los asociados a los procesos críticos específicos de la instalación y montaje de la plataforma marina en el emplazamiento del aerogenerador. Los principales sub-factores técnicos fundamentales seleccionados para cada sub-proceso de montaje de la plataforma marina en el parque eólico son los siguientes (ver matriz 2.4.60. del punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore):

Factor 57.1. Norma aplicable para garantizar la adecuada ejecución de las operaciones en el entorno marino dentro del alcance del proyecto: DNV “*Rules for planning and execution of marine operations. Part 1*”.

Factor 57.2. Procedimientos de izado en el entorno marino: para pesos a elevar > 50 toneladas aplica la norma DNV “*Rules for planning and execution of marine operations. Part 2*”, donde se deben considerar los siguientes parámetros y sub-factores técnicos seleccionados:

- Cargas básicas.
- Cargas dinámicas.
- Cargas residuales.
- Casos de cargas de diseño.
- Diseño de eslingas y materiales auxiliares.
- Casos de fallo de eslingas, tolerancias dimensionales, sistemas de unión atornillada en el mar.

Factor 57.3. Operaciones de montaje e inserción de los pilotes de la base de la plataforma marina:

En los procesos de montaje e instalación de la plataforma marina en el emplazamiento marino, en función del tipo de base de anclaje de la misma se seleccionan los siguientes sub-factores técnicos fundamentales.

Factor 57.3.1. Plataforma tipo mono-pilote: inserción del pilar de la plataforma.

En la instalación de la plataforma marina del tipo mono-pilote en el lecho marino y en la inserción del pilar en el agujero taladrado en el fondo marino se seleccionan los siguientes sub-factores técnicos fundamentales que afectan a la criticidad del montaje y a la fiabilidad de la instalación:

- Fuerza de inserción de la plataforma: N.
- Velocidad de inserción: m/s.
- Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados.
- Verticalidad en el montaje: Grados (°) de desviación máximo sobre la vertical.
- Inserción guiada por medio del agujero previamente taladrado en el lecho marino (Nm).
- Inserción por taladrado controlado guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm).
- Inserción por taladrado sin control guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm).

Factor 57.3.2. Plataforma tipo base de gravedad: inserción de la base cimentada.

En la instalación de la plataforma marina del tipo base de gravedad en el lecho marino y en la inserción de la base cimentada en el fondo marino se seleccionan los siguientes sub-factores técnicos fundamentales que afectan a la criticidad del montaje y a la fiabilidad de la instalación:

- Fuerza de asentamiento ejercida por la maquinaria de instalación: N.
- Planitud sobre el eje horizontal: mm.
- Ángulo de posicionamiento respecto a la vertical: grados.
- Verticalidad en el montaje: Grados (°) de desviación máximo sobre la vertical.

Factor 57.3.3. Plataforma tipo *Jacket*, tipo Trípode y anclajes de las plataformas flotantes: inserción de los pilotes de anclaje de la plataforma.

En la instalación de la plataforma marina del tipo *Jacket*, tipo Trípode y anclajes de las plataformas flotantes en el lecho marino y en la inserción de los pilotes de anclaje en el fondo marino se seleccionan los siguientes sub-factores técnicos fundamentales que afectan a la criticidad del montaje y a la fiabilidad de la instalación:

- Fuerza de inserción de la plataforma: N.
- Velocidad de inserción: m/s.
- Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados.
- Verticalidad en el montaje: grados (°) de desviación máximo sobre la vertical.
- Inserción guiada por medio del agujero previamente taladrado en el lecho marino (Nm).
- Inserción por taladrado controlado guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm).
- Inserción por taladrado sin control guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm).
- Comprobación del anclaje al lecho marino según la especificación: chequeo de inserción de los pilotes.
- Planitud de la base de la plataforma: mm.

Factor 58. Montaje de la estructura de transición (*Transition Piece*).

Entre la plataforma marina y el aerogenerador Offshore se monta una estructura metálica (*Transition Piece*) de unión entre la base de la estructura metálica de la plataforma marina y la base de la torre del aerogenerador Offshore. Se seleccionan los siguientes sub-factores técnicos fundamentales que afectan a la criticidad del montaje y a la fiabilidad de la instalación:

- Par de apriete de las uniones atornilladas: Nm.
- Planitud de la unión en la base: mm.

Factor 59. Montaje de los cables submarinos de conexión a la red eléctrica y rutado en el lecho marino.

En las operaciones de conexionado del cable submarino al aerogenerador Offshore y en las operaciones de instalación del mismo en el lecho marino se seleccionan los siguientes sub-factores técnicos fundamentales que afectan a la criticidad del montaje y a la fiabilidad de la instalación:

Factor 59.1. Operación de conexionado del cable submarino desde la celda de transformación. En cada aerogenerador y en la conexión desde la subestación de transformación marina: Par de apriete de los terminales (Nm).

Factor 59.2. Operaciones de cableado del cable submarino (Alta tensión, Media tensión, en corriente alterna AC o continua DC): realizadas en el fondo del lecho del mar mediante barcos especiales de rutado de cables submarinos.

Factor 59.3. Sistema de anclaje del cable submarino al fondo marino: enterramiento en el lecho marino o anclaje mediante abrazaderas insertadas en el fondo marino.

Factor 60. Celda de transformación de conexión a la red del aerogenerador Offshore: ubicación.

La ubicación de la celda de transformación en el interior del aerogenerador Offshore es un factor técnico fundamental que afecta tanto a los costes de instalación como a los de mantenimiento de la misma, influyendo en la disponibilidad del aerogenerador Offshore en caso de intervención técnica en operación. Las posibles alternativas en cuanto a ubicación de las celdas de transformación intermedia en el emplazamiento marino son las siguientes, las cuales se seleccionan como sub-factores fundamentales:

- En la base de la torre del aerogenerador Offshore.
- En la sub-estación de transformación marina.
- Compartimento especial para medio ambiente marino.
- Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).

Factor 61. Subestación de transformación en el emplazamiento marino (Offshore): ubicación.

La ubicación de la subestación de transformación en el emplazamiento marino es un factor técnico fundamental que afecta tanto a los costes de instalación como a los de mantenimiento de la misma, influyendo en la disponibilidad del aerogenerador Offshore en caso de intervención técnica en operación. Las posibles alternativas en cuanto a ubicación de las celdas de transformación intermedia dentro de la subestación de transformación en el emplazamiento marino son las siguientes, las cuales se seleccionan como sub-factores fundamentales:

- Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).
- Interior de la subestación de transformación.
- Compartimento especial con protección medioambiental marina.

Factor 62. Celda de transformación de conexión a la red en tierra (Offshore).

La tipología y ubicación de la celda de transformación en tierra, que realiza la conexión con el cable submarino, es un factor técnico fundamental que afecta tanto a los costes de instalación como a los de mantenimiento de la misma, influyendo en la disponibilidad del aerogenerador Offshore en caso de intervención técnica en operación. Las posibles alternativas en cuanto a ubicación de las celdas de transformación en tierra son las siguientes, las cuales se seleccionan como sub-factores fundamentales:

- Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).
- Estación de transformación.
- Exterior.
- Compartimento especial.

Factor 63. Características técnicas de la conexión a la red Offshore relacionadas con la gestión de la red eléctrica.

Como factores técnicos fundamentales de la conexión a la red Offshore, relacionadas con la gestión de la red eléctrica se seleccionan los siguientes sub-factores fundamentales (ver matrices de las Figuras 2.4.50. y 2.4.51. del punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore):

Factor 63.1. Normativa y topología de la conexión a red del emplazamiento marino: los principales factores técnicos que influyen en la conexión a la red en el entorno marino están especificados en el punto 12.14 de la norma IEC 61400-3.

Factor 63.2. Control de Tensión (V): todas las líneas de la red deben funcionar a un voltaje especificado que el aerogenerador debe mantener en operación. Las características que debe cumplir la conexión a red

del aerogenerador Offshore son las siguientes, las cuales se seleccionan como sub-factores fundamentales:

- Producción de energía reactiva en el parque eólico.
- Compensación del perfil de tensiones en el punto de conexión.
- Compensación de producción de energía reactiva mediante dos formas:
 - 1-Modelo de franjas del periodo horario (Llano, Punta, Valle).
 - 2-Instrucciones en tiempo real.

Factor 63.3. Control de Frecuencia. 50 Hz / 60 Hz con tolerancia +/- 6%.

Factor 63.4. Potencia de cortocircuito de aerogeneradores en un parque eólico Offshore: la mínima Potencia de cortocircuito de la conexión de los aerogeneradores Offshore en el punto de conexión común (PCC) deberá ser 20 veces la suma de la potencia nominal de todos los aerogeneradores. La fórmula es: $SkPCC = 20 \times PR_{WF}$ donde (PR_{WF}) = suma de Potencia nominal de los aerogeneradores y $SkPCC$ = Mínima potencia de cortocircuito de los aerogeneradores en el punto de conexión común PCC).

Factor 63.5. Conexión a la red eléctrica: estándar de España. Procedimiento de operación P.O. 12.3 de R.E.E. (Red Eléctrica Española) versión 04-10-2006.

Factor 63.6. Conexión de red con energía en corriente alterna (AC) y alta tensión (HVAC: *High Voltage Alternate Current*). La topología de la configuración eléctrica del sistema de conexión a red con energía en corriente alterna (AC) y alta tensión (HVAC: *High Voltage Alternate Current*), presenta sub-factores técnicos específicos, los cuales están especificados en la matriz 2.4.78. del punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore.

Factor 63.7. Conexión de red con energía en corriente continua (DC) y alta tensión (HVDC: *High Voltage Direct Current*). La topología de la configuración eléctrica del sistema de conexión de red con energía en corriente continua (DC) y alta tensión (HVDC: *High Voltage Direct Current*), presenta sub-factores técnicos específicos, los cuales están especificados en la matriz 2.4.79. del punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore.

Factor 64. Características Técnicas de las Certificaciones de los aerogeneradores Offshore.

Las características técnicas de las certificaciones de los aerogeneradores Offshore se regulan por las normas Norma IEC WT01 (Edición 2004): Certificación Tipo de aerogeneradores, Norma IEC 61400-3 (2009: 1ª edición). *Design requirements for Offshore wind turbines* y para las plataformas marinas en la norma DNV-OS-J101 (October 2007): *Design of Offshore Wind Turbines Structures*. Sistemas IEC para ensayo y certificación de aerogeneradores (Reglas y procedimientos). El resto de normativas para cada factor técnico del aerogenerador objeto de certificación, así como los sub-factores técnicos fundamentales seleccionados están detallados en el punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore y en las matrices 2.4.41., 2.4.42. y 2.4.43. y en la matriz de la Figura 2.4.80. del punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore. Se considera este factor fundamental seleccionado como un área de desarrollo adicional específico, como parte de futuros trabajos de investigación en la mejora de las características técnicas de los aerogeneradores Offshore.

En las matrices de las Figuras 4.19., 4.20. y 4.21. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica”, específicamente para aerogeneradores Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.4.3.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
53	PROCESOS TÉCNICOS DE INSTALACION Y MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO ONSHORE.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
53.1.	PROCESOS DE PRE-MONTAJES Y DE MONTAJE EN LA ZONA PORTUARIA PREVIA A LA CARGA EN BARCO DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: -Pares de apriete de uniones atornilladas: Nm. -Protección contra la corrosión en puerto: por medio de embalajes especiales para la corrosión marina.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
53.2.	PROCESOS DE MONTAJE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO DEL AEROGENERADOR OFFSHORE SOBRE LA PLATAFORMA MARINA.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
53.2.1.	UNIÓN DE LA TORRE METÁLICA A LA PIEZA DE TRANSICIÓN METÁLICA: -Inserción de la base de la torre sobre los puntos de montaje sobre la pieza de transición metálica entre la plataforma marina y el aerogenerador. -Nivelación de la cara de montaje de la plataforma marina: control de planitud según protocolo del fabricante. -Velocidad de las grúas: m/s. -Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados. -Par de apriete de las uniones atornilladas de la brida inferior a la plataforma marina: Nm según los estándares de cada fabricante. -Velocidad máxima del viento en el emplazamiento para operaciones de descarga: m/s. -Existencia de elementos meteorológicos inusuales: heladas, granizo, olas de gran altura, mareas con oscilaciones extremas, vientos muy fuertes, rayos, terremotos, etc.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
53.2.2.	UNIÓN DE LOS TRAMOS DE LA TORRE METÁLICA Y UNIÓN A LA NACELLE: -Atornillado de las bridas de unión entre tramos de torre: Par de apriete (N/m). -Conexión de los tramos de componentes internos de la torre: Par de apriete (N/m). -Montaje de componentes situados en la base de la torre: celdas de transformación, transformadores, convertidores, armarios de control, aparellaje eléctrico, cable de media o baja tensión, cables de señal, alimentación y comunicaciones. Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
53.2.3.	MONTAJE DE NACELLE Y DE SUB-COMPONENTES: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante para el montaje de componentes en la nacelle en el parque Offshore y el montaje de la nacelle en la torre.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
53.2.4.	MONTAJE DE ROTOR EN NACELLE: Conexión de los sub-componentes del rotor a la nacelle (Eje del pitch, galgas, engrase): Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
53.2.5.	MONTAJE DE LAS PALAS EN EL ROTOR: Anclaje de cada pala al rotor: Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
54	ESTRATEGIAS DE INSTALACIÓN Y MONTAJE DE AEROGENERADORES OFFSHORE EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO. -Opción 1 (pre-montaje en puerto). -Opción 2 (montaje directamente en el emplazamiento offshore). -Opción 3 (trasvase y montaje en el emplazamiento offshore). -Opción 4 (pre-montajes en puerto auxiliar).	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
55	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CADA TIPO DE BARCO: BARCOS DE TRANSPORTE PRINCIPAL. Las diferentes tipologías de barcos de transporte principal son las siguientes: TIPO JACKUP, TIPO JACKUP ARRASTRADO, TIPO JACKUP ANCLADO, TIPO SEMI-JACKUP. Los factores técnicos que influyen en la tipología de barco son. • Carga desplazada: toneladas métricas. • Velocidad de transporte estimada: km/h. • Capacidad de izado: toneladas. • Altura máxima de izado de la carga: m. • Radio de trabajo: m. • Velocidad de izado de las grúas: m/s. • Manga: m. • Eslora: m. • Longitud: m.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.

Figura 4.19. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica” de aerogeneradores Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
56	CIMENTACIÓN DEL FONDO MARINO: FACTORES TÉCNICOS OFFSHORE.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
56.1.	PREPARACIÓN DEL LECHO MARINO MEDIANTE APLANAMIENTO DEL MISMO: -Maquinaria de aplanado del fondo marino. -Fuerza necesaria para desplazamiento de material y aplanado: N.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
56.2.	TALADRAO DEL FONDO MARINO: -Longitud de la herramienta de taladrado: m. -Diámetro de la herramienta de taladrado: mm. -Fuerza de taladrado necesaria: N. -Tiempo de taladrado: segundos.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
56.3.	DESCARGA Y POSICIONAMIENTO DEL MATERIAL DE PROTECCIÓN (SCOUR): -Tipo de material de protección: grava u otros. -Peso del material descargado: toneladas. -Diámetro de extensión del material de protección en el lecho marino: m.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
57	PROCESOS TÉCNICOS DE INSTALACIÓN Y MONTAJE DE LA PLATAFORMA MARINA EN EL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
57.1.	NORMA APLICABLE PARA GARANTIZAR LA ADECUADA EJECUCIÓN DE LAS OPERACIONES EN EL ENTORNO MARINO DENTRO DEL ALCANCE DEL PROYECTO: DNV "Rules for planning and execution of marine operations. Part 1".	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
57.2.	PROCEDIMIENTOS DE IZADO EN EL ENTORNO MARINO: para pesos a elevar > 50 toneladas aplica la norma DNV "Rules for planning and execution of marine operations. Part 2". -Cargas básicas. -Cargas dinámicas. -Cargas residuales. -Casos de cargas de diseño. -Diseño de eslingas y materiales auxiliares. -Casos de fallo de eslingas, tolerancias dimensionales, sistemas de unión atornillada en el mar.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
57.3.	OPERACIONES DE MONTAJE E INSERCIÓN DE LOS PILOTES DE LA BASE DE LA PLATAFORMA MARINA.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
57.3.1.	PLATAFORMA TIPO MONO-PILOTE: INSERCIÓN DEL PILAR DE LA PLATAFORMA. -Fuerza de inserción de la plataforma: N. -Velocidad de inserción: m/s. -Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados. -Verticalidad en el montaje: Grados (°) de desviación máximo sobre la vertical. -Inserción guiada por medio del agujero previamente taladrado en el lecho marino (Nm). -Inserción por taladrado controlado guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm). -Inserción por taladrado sin control guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
57.3.2.	PLATAFORMA PLATAFORMA TIPO BASE DE GRAVEDAD: INSERCIÓN DE LA BASE CIMENTADA. -Fuerza de asentamiento ejercida por la maquinaria de instalación: N. -Planitud sobre el eje horizontal: mm. -Ángulo de posicionamiento respecto a la vertical: grados. -Verticalidad en el montaje: Grados (°) de desviación máximo sobre la vertical.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
57.3.3.	PLATAFORMA TIPO JACKET, TIPO TRÍPODE Y ANCLAJES DE LAS PLATAFORMAS FLOTANTES: INSERCIÓN DE LOS PILOTES DE ANCLAJE DE LA PLATAFORMA. -Fuerza de inserción de la plataforma: N. -Velocidad de inserción: m/s. -Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados. -Verticalidad en el montaje: Grados (°) de desviación máximo sobre la vertical. -Inserción guiada por medio del agujero previamente taladrado en el lecho marino (Nm). -Inserción por taladrado controlado guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm). -Inserción por taladrado sin control guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm). -Comprobación del anclaje al lecho marino según la especificación: chequeo de inserción de los pilotes. -Planitud de la base de la plataforma: mm.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.20. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica” de aerogeneradores Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES TÉCNICOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
58	MONTAJE DE LA ESTRUCTURA DE TRANSICIÓN (TRANSITION PEECE). -Par de apriete de las uniones atornilladas: Nm. -Planitud de la unión en la base: mm.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
59	MONTAJE DE LOS CABLES SUBMARINOS DE CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA Y RUTADO EN EL LECHO MARINO.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
59.1.	OPERACIÓN DE CONEXIONADO DEL CABLE SUBMARINO DESDE LA CELDA DE TRANSFORMACIÓN. En cada aerogenerador y en la conexión desde la subestación de transformación marina: Par de apriete de los terminales (Nm).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
57.2.	OPERACIONES DE CABLEADO DEL CABLE SUBMARINO (ALTA TENSIÓN, MEDIA TENSIÓN, EN CORRIENTE ALTERNA AC O CONTINUA DC): realizadas en el fondo del lecho del mar mediante barcos especiales de rutado de cables submarinos.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
59.3.	SISTEMA DE ANCLAJE DEL CABLE SUBMARINO AL FONDO MARINO: enterramiento en el lecho marino o anclaje mediante abrazaderas insertadas en el fondo marino.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
60	CELDA DE TRANSFORMACIÓN DE CONEXIÓN A LA RED DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: UBICACIÓN. -En la base de la torre del aerogenerador Offshore. -En la sub-estación de transformación marina. -Compartimento especial para medio ambiente marino. -Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
61	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO MARINO (OFFSHORE): UBICACIÓN. -Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC). -Interior de la subestación de transformación. -Compartimento especial con protección medioambiental marina.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
62	CELDA DE TRANSFORMACIÓN DE CONEXIÓN A LA RED EN TIERRA (OFFSHORE). -Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC). -Estación de transformación. -Exterior. -Compartimento especial.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
63	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CONEXIÓN A LA RED OFFSHORE RELACIONADAS CON LA GESTIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.
63.1.	NORMATIVA Y TOPOLOGÍA DE LA CONEXIÓN A RED DEL EMPLAZAMIENTO MARINO: los principales factores técnicos que influyen en la conexión a la red en el entorno marino están especificados en el punto 12.14 de la norma IEC 61400-3.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
63.2.	CONTROL DE TENSIÓN (V). -Producción de energía reactiva en el parque eólico. -Compensación del perfil de tensiones en el punto de conexión. -Compensación de producción de energía reactiva mediante dos formas: 1-Modelo de franjas del periodo horario (Llano, Punta, Valle). 2-Instrucciones en tiempo real.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
63.3.	CONTROL DE FRECUENCIA. 50 Hz / 60 Hz con tolerancia +/- 6%.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
63.4.	POTENCIA DE CORTOCIRCUITO DE AEROGENERADORES EN UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE: la mínima Potencia de cortocircuito de la conexión de los aerogeneradores Offshore en el punto de conexión común (PCC) deberá ser 20 veces la suma de la potencia nominal de todos los aerogeneradores.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
63.5.	CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA: ESTÁNDAR DE ESPAÑA. Procedimiento de operación P.O. 12.3 de R.E.E. (Red Eléctrica Española) versión 04-10-2006.	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
63.6.	CONEXIÓN DE RED CON ENERGÍA EN CORRIENTE ALTERNA (AC) Y ALTA TENSIÓN (HVAC: HIGH VOLTAGE ALTERNATE CURRENT).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
63.7.	CONEXIÓN DE RED CON ENERGÍA EN CORRIENTE CONTINUA (DC) Y ALTA TENSIÓN (HVDC: HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT).	Técnica	Idem	Idem	-	Idem
64	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS CERTIFICACIONES DE LOS AEROGENERADORES OFFSHORE. Las características técnicas de las certificaciones de los aerogeneradores Offshore se regulan por la norma Norma IEC WT01 (Edición 2004): Certificación Tipo de aerogeneradores, Norma IEC 61400-3 (2009: 1ª edición). Design requirements for Offshore wind turbines y para las plataformas marinas en la norma DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures. Sistemas IEC para ensayo y certificación de aerogeneradores (Reglas y procedimientos).	Técnica	Incremento del rendimiento en nº horas de funcionamiento del aerogenerador y de la producción anual de energía (AEP) del aerogenerador instalado.	Mediante el incremento de la producción anual de energía (AEP) se obtiene directamente una reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh.

Figura 4.21. Matriz de selección de factores fundamentales técnicos: criterios de factores técnicos de “Otros factores técnicos: montaje e instalación, certificación, sistemas de control y conexión a la red eléctrica” de aerogeneradores Offshore (Fuente: elaboración propia y fuentes bibliográficas).

4.4.2. Factores legislativos y administrativos seleccionados.

La selección de los factores fundamentales legislativos y administrativos de la energía eólica se fundamenta en los criterios de selección definidos en el punto 4.3.2., y los factores fundamentales seleccionados en esta área se indican a continuación en función de dichos criterios de selección.

Criterio. Factores de procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 1 del punto 4.3.2., “Factores de procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas”, se proceden a seleccionar los factores fundamentales que se constituyen como aspectos claves en la mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa. Con objeto de mejorar la competitividad de la energía eólica es preciso optimizar los procedimientos legislativos y administrativos, y se procede a la selección de los principales factores fundamentales en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.2., los cuales se citan a continuación.

Factor 1. Autorización de instalaciones eólicas (capítulo II, artículo 5, RD 661/2007).

Dentro de las disposiciones generales de los procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del capítulo II, artículo 5, RD 661/2007 con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Onshore y Offshore son los mencionados a continuación.

Factor 1.1.-Obtención de los derechos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes (requisito previo indispensable).

Factor 1.2.-Procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones eólicas de producción en régimen especial.

Factor 2. Requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial.

Dentro de las disposiciones generales de los procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del capítulo II, artículos 2 y 6, RD 661/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Onshore y Offshore son los mencionados a continuación.

Factor 2.1.-Solicitud de condición de instalación de producción acogida al régimen especial: se debe solicitar ante la administración competente su inclusión en una de las categorías, grupo o subgrupo a los que se refiere el artículo 2 (en el caso de la eólica en el grupo b.2).

Factor 2.2.-Acreditar el cumplimiento de los requisitos del artículo 2, RD 661/2007 con las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.

Factor 3. Presentación de la solicitud.

Dentro de los procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del capítulo II, artículos 6 y 7, RD 661/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Onshore y Offshore son los mencionados a continuación.

Factor 3.1.-Presentación de la documentación acreditativa de los requisitos técnicos del artículo 6, RD 661/2007.

Factor 3.2.-Presentación de una memoria-resumen de la entidad peticionaria con la documentación requerida en el artículo 7, RD 661/2007.

Factor 4. Tramitación y resolución.

Dentro de los procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del capítulo II, artículo 8, RD 661/2007, con el objetivo a corto y

medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Onshore y Offshore son los mencionados a continuación.

Factor 4.1.-El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en sus normas de desarrollo.

Factor 5. Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

Dentro de los procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, para el Registro de instalaciones de producción en régimen especial, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del capítulo II, artículo 9, RD 661/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Onshore y Offshore son los mencionados a continuación.

Factor 5.1.-Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (según el artículo 21.4 de la Ley 54/1997): las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del registro administrativo.

Factor 5.2.-Procedimiento de inscripción: este consta de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

Factor 5.2.1. Inscripción previa: según los requisitos y documentación del capítulo II, artículo 9, RD 661/2007.

Factor 5.2.2. Inscripción definitiva: según los requisitos y documentación del capítulo II, artículo 12, RD 661/2007.

Factor 6. Contratos con las empresas distribuidoras de red.

Dentro de los procedimientos administrativos de derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica en el régimen especial, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del capítulo III, artículo 16, RD 661/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Onshore y Offshore son los mencionados a continuación.

Factor 6.1.- Autorizaciones administrativas de las instalaciones: serán requeridas para la firma de los contratos con las empresas de red.

Factor 7. Obligaciones de los productores de energía eólica en régimen especial.

Dentro de los procedimientos administrativos de derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica en el régimen especial, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del capítulo III, artículo 18, RD 661/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Onshore y Offshore son los mencionados a continuación.

Factor 7.1.- Envío de documentación: según el capítulo III, artículo 19, RD 661/2007, los titulares o explotadores de las instalaciones de producción en régimen especial deberán enviar al órgano que autorizó la instalación, durante el primer trimestre de cada año, una memoria-resumen del año anterior de acuerdo con el modelo establecido en el anexo IV del RD 661/2007.

Factor 8. Registro de pre-asignación de retribución.

Los procedimientos administrativos del registro de Pre-asignación de retribución para las instalaciones eólicas del régimen especial, dentro del artículo 4, Real Decreto Ley 6/2009, y sus diferentes requerimientos se constituyen como un factor fundamental de influencia administrativa y legislativa a considerar, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Onshore y Offshore son los mencionados a continuación.

La legislación vigente en la actualidad en el año 2013, presenta la situación de que desde el 28-01-2012 por medio del RD 1/2012 se han suspendido los procedimientos de pre-asignación de retribución y de incentivos económicos para nuevas instalaciones de energías renovables, entre ellas la eólica. Esto ha conllevado a la paralización de la asignación de primas a las nuevas instalaciones eólicas en España desde dicha fecha.

Factor 9. Presentación de la solicitud de reserva de zona: instalaciones Offshore.

Dentro de los procedimientos administrativos para las instalaciones de generación eólicas marinas, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del Artículo 7 del RD 1028/2007, y en particular en el *Procedimiento de autorización de la instalación eólica marina* (Capítulo I y II), con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Offshore son los mencionados a continuación.

Factor 9.1.- Contenido de la solicitud de reserva de zona: documentos y conceptos incluidos en el Artículo 7 del RD 1028/2007.

Factor 9.2.- Anteproyecto de la instalación de generación eólica marina: documentos y conceptos incluidos en el Artículo 7 del RD 1028/2007.

Factor 10. Procedimiento de concurrencia: parques eólicos marinos.

Dentro de los procedimientos administrativos para la autorización de las instalaciones de generación eólicas marinas, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro de los Capítulos I y II, Artículos 14, 15, 16 y 17 del RD 1028/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Offshore son los incluidos en el procedimiento de concurrencia.

Factor 11. Tramitación del procedimiento de autorización de la instalación Offshore.

Dentro de los procedimientos administrativos para la autorización de las instalaciones de generación eólicas marinas, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro de los Capítulos I y II, Artículos 24 a 30 del RD 1028/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar los procedimientos administrativos de la legislación española para la autorización de instalaciones eólicas Offshore son los incluidos en la tramitación del procedimiento de autorización de la instalación.

En las matrices de las Figuras 4.22. y 4.23. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Factores de procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.5.4.1.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE: FACTORES LEGISLATIVOS Y ADMINISTRATIVOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
1	AUTORIZACIÓN DE INSTALACIONES EÓLICAS (capítulo II, artículo 5, RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
1.1.	Obtención de los derechos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes (requisito previo indispensable).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
1.2.	Procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones eólicas de producción en régimen especial.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
2	REQUISITOS PARA LA INCLUSIÓN DE UNA INSTALACIÓN EN EL RÉGIMEN ESPECIAL (capítulo II, artículos 2 y 6, RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
2.1.	Solicitud de condición de instalación de producción acogida al régimen especial: se debe solicitar ante la administración competente su inclusión en una de las categorías, grupo o subgrupo a los que se refiere el artículo 2 (en el caso de la eólica en el grupo b.2).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
2.2.	Acreditar el cumplimiento de los requisitos del artículo 2, RD 661/2007 con las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
3	PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD (capítulo II, artículos 6 y 7, RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
3.1.	Presentación de la documentación acreditativa de los requisitos técnicos del artículo 6, RD 661/2007.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
3.2.	Presentación de una memoria-resumen de la entidad peticionaria con la documentación requerida en el artículo 7, RD 661/2007.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
4	TRAMITACIÓN Y RESOLUCIÓN (capítulo II, artículo 8, RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.	El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y en sus normas de desarrollo.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
5	REGISTRO ADMINISTRATIVO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL (capítulo II, artículo 9, RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
5.1.	Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (según el artículo 21.4 de la Ley 54/1997): las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del registro administrativo.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
5.2.	Procedimiento de inscripción: este consta de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
5.2.1.	Inscripción previa: según los requisitos y documentación del capítulo II, artículo 9, RD 661/2007.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
5.2.2.	Inscripción definitiva: según los requisitos y documentación del capítulo II, artículo 12, RD 661/2007.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.22. Matriz de selección de factores fundamentales legislativos/administrativos: criterios de factores de procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE: FACTORES LEGISLATIVOS Y ADMINISTRATIVOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
6	CONTRATOS CON LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE RED (capítulo III, artículo 16, RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
6.1.	Autorizaciones administrativas de las instalaciones: serán requeridas para la firma de los contratos con las empresas de red.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
7	OBLIGACIONES DE LOS PRODUCTORES DE ENERGÍA EÓLICA EN RÉGIMEN ESPECIAL (capítulo III, artículo 18, RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
7.1.	Envío de documentación: según el capítulo III, artículo 19, RD 661/2007, los titulares o explotadores de las instalaciones de producción en régimen especial deberán enviar al órgano que autorizó la instalación, durante el primer trimestre de cada año, una memoria-resumen del año anterior de acuerdo con el modelo establecido en el anexo IV del RD 661/2007.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
8	REGISTRO DE PRE-ASIGNACIÓN DE RETRIBUCIÓN (artículo 4, Real Decreto Ley 6/2009 y RD 1/2012).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
9	PRESENTACIÓN DE LA SOLICITUD DE RESERVA DE ZONA: INSTALACIONES OFFSHORE (Capítulo I y II, Artículo 7 del RD 1028/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
9.1.	Contenido de la solicitud de reserva de zona: documentos y conceptos incluidos en el Artículo 7 del RD 1028/2007.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
9.2.	Anteproyecto de la instalación de generación eólica marina: documentos y conceptos incluidos en el Artículo 7 del RD 1028/2007.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
10	PROCEDIMIENTO DE CONCURRENCIA: PARQUES EÓLICOS MARINOS (Capítulos I y II, Artículos 14, 15, 16 y 17 del RD 1028/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11	TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN OFFSHORE (Capítulos I y II, Artículos 24 a 30 del RD 1028/2007).	Legislativa / Administrativa	Mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.

Figura 4.23. Matriz de selección de factores fundamentales legislativos/administrativos: criterios de factores de procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Plazos de implantación a nivel legislativo y administrativo: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 2 del punto 4.3.2., “Plazos de implantación a nivel legislativo y administrativo”, se proceden a seleccionar los factores fundamentales que se constituyen como aspectos claves en la mitigación y disminución de los plazos administrativos y de ejecución de las instalaciones eólicas. Con objeto de mejorar la competitividad de la energía eólica es preciso optimizar los procedimientos legislativos y administrativos, y se procede a la selección de los principales factores fundamentales en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.2., los cuales se citan a continuación.

Factor 12. Cronograma con el plazo total de ejecución del proyecto de instalación eólica Onshore.

Dentro de los procedimientos administrativos para la autorización de las instalaciones de generación eólicas terrestres, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro de los Capítulos I, II y III, RD 661/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar y reducir los plazos administrativos y de ejecución de las instalaciones eólicas Onshore en los procedimientos administrativos de la legislación española, se constituyen en el plazo total de autorización y ejecución de la instalación eólica. Adicionalmente se seleccionan como sub-factores fundamentales correspondientes a las fases intermedias de plazos, de forma no exhaustiva, los mencionados a continuación.

Factor 12.1.- Tramitación y resolución.

Dentro del procedimiento administrativo para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial en el Procedimiento del Capítulo II, Artículo 8, RD 661/2007 se indica la

resolución expresa sobre la solicitud: el plazo máximo de resolución de la solicitud es de 3 meses.

Factor 12.2.- Inscripción previa en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial. Dentro del procedimiento del Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en el Capítulo II, Artículo 11, RD 661/2007 se determinan los plazos administrativos.

Factor 12.3.- Inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial. Dentro del procedimiento del Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en el Capítulo II, Artículo 12, RD 661/2007 se determinan los plazos administrativos siguientes:

-Inscripción definitiva (Artículo 12): donde los principales sub-factores a considerar es la Resolución de la solicitud: en el plazo de un mes se deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o de los datos precisos para la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial a la Dirección General de Política Energética y Minas, según el modelo de inscripción del anexo III.

Factor 13. Cronograma con el plazo total de ejecución del proyecto de instalación eólica Offshore.

Dentro de los procedimientos administrativos para la autorización de las instalaciones de generación eólicas marinas, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro de los Capítulos I y II, del RD 1028/2007, con el objetivo a corto y medio plazo de optimizar y reducir los plazos administrativos y de ejecución de las instalaciones eólicas Offshore en los procedimientos administrativos de la legislación española, se constituyen en el plazo total de autorización y ejecución de la instalación eólica. Adicionalmente se seleccionan como sub-factores fundamentales correspondientes a las fases intermedias de plazos, de forma no exhaustiva, los mencionados a continuación.

Factor 13.1.- Caracterización del área eólica marina.

Dentro de los procedimientos administrativos incluidos en los Artículos 9, 10, 11 y 12 del RD 1028/2007) los principales sub-factores a considerar son los relativos a la *Solicitud de informes*: En el plazo de 20 días desde la presentación la solicitud, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a efectuar consultas al operador del sistema y gestor de la red de transporte, a las instituciones y Administraciones previsiblemente afectadas por la ejecución de proyectos eólicos en el interior del área de estudio. Estas entidades consultadas dispondrán de un plazo máximo de 90 días naturales para enviar a la Dirección General de Política Energética y Minas los comentarios que estimen oportunos. Si en el plazo establecido no se recibiera contestación de una entidad, se entenderá que no existen objeciones por su parte.

Factor 13.2.- Procedimiento de concurrencia.

Dentro de los procedimientos administrativos incluidos en los Artículos 14, 15, 16 y 17 del RD 1028/2007, los principales sub-factores a considerar son los siguientes.

Factor 13.2.1. Periodo de concurrencia: se detallará la apertura de un periodo de tres meses para que cualquier promotor interesado pueda concurrir con un proyecto de instalación de parque eólico marino en el área eólica marina que se determine.

Factor 13.2.2. Presentación de solicitud: los interesados deberán presentar en el plazo de los tres meses una solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas en cualquiera de los lugares previstos en el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, con la documentación exigida en el artículo 8, incluyendo el justificante de haber depositado en la Caja General de Depósitos un aval del 1 por ciento del presupuesto total de la instalación eólica marina.

Factor 13.2.3. Solicitud u oferta de prima: en el plazo de tres meses todos los promotores interesados, presentarán una solicitud u oferta de prima, que se expresará en €/kWh producido (con cuatro decimales), de valor no superior al establecido en el artículo 38.1 del RD 661/2007 y que se aplicará a lo largo de toda la vida útil de la instalación.

Factor 13.2.4. Resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona: la resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona serán notificados a los interesados y enviados al «Boletín Oficial del Estado» para su publicación.

Factor 13.3.- Tramitación del procedimiento de autorización de la instalación Offshore.

Dentro de los procedimientos administrativos incluidos en los Artículos 24 a 30 del RD 1028/2007, los principales sub-factores a considerar son los siguientes.

Factor 13.3.1. Concesión del dominio público marítimo terrestre: la tramitación de la preceptiva concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre se realizará de conformidad con lo establecido en la Ley 22/1988 de Costas y el Reglamento General para su desarrollo y ejecución.

Factor 13.3.2. Autorización de la Dirección General de la Marina Mercante: la concesión de la ocupación del dominio público marítimo-terrestre requerirá autorización de la Dirección General de la Marina Mercante, del Ministerio de Fomento, cuando puedan verse afectadas la seguridad marítima, de la navegación y de la vida humana en la mar.

En la matriz de la Figura 4.24 se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Plazos de implantación a nivel legislativo y administrativo”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.5.4.1.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES LEGISLATIVOS Y ADMINISTRATIVOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	%CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
12	CRONOGRAMA CON EL PLAZO TOTAL DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO DE INSTALACIÓN EÓLICA ONSHORE (Capítulos I, II y III, RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Reducción de plazos para la mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción de plazos y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
12.1.	Tramitación y resolución: procedimiento administrativo para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, en el Procedimiento del Capítulo II, Artículo 8, RD 661/2007 se indica la resolución expresa sobre la solicitud: el plazo máximo de resolución de la solicitud es de 3 meses.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
12.2.	Inscripción previa en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial. Dentro del procedimiento del Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en el Capítulo II, Artículo 11, RD 661/2007 se determinan los plazos administrativos.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
12.3.	Inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial. Capítulo II, Artículo 12, RD 661/2007: -Inscripción definitiva (Artículo 12) con Resolución de la solicitud en el plazo de un mes	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13	CRONOGRAMA CON EL PLAZO TOTAL DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO DE INSTALACIÓN EÓLICA OFFSHORE (Capítulos I y II, del RD 1028/2007)	Legislativa / Administrativa	Reducción de plazos para la mitigación y eliminación de barreras de tipo legislativa y administrativa.	Reducción de plazos y optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
13.1.	Caracterización del área eólica marina (Artículos 9, 10, 11 y 12 del RD 1028/2007) Solicitud de informes: En el plazo de 20 días desde la presentación la solicitud, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a efectuar consultas al operador del sistema y gestor de la red de transporte, a las instituciones y Administraciones. Estas entidades consultadas dispondrán de un plazo máximo de 90 días naturales para enviar a la Dirección General de Política Energética y Minas los comentarios que estimen oportunos.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13.2.	Procedimiento de concurrencia (Artículos 14, 15, 16 y 17 del RD 1028/2007).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13.2.1.	Periodo de concurrencia: se detallará la apertura de un periodo de tres meses para que cualquier promotor interesado pueda concurrir con un proyecto de instalación de parque eólico marino en el área eólica marina que se determine.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13.2.2.	Presentación de solicitud: los interesados deberán presentar en el plazo de los tres meses una solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas, con la documentación exigida en el artículo 8.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13.2.3.	Solicitud u oferta de prima: en el plazo de tres meses todos los promotores interesados, presentarán una solicitud u oferta de prima, que se expresará en €/kWh producido, de valor no superior al establecido en el artículo 38.1 del RD 661/2007 y que se aplicará a lo largo de toda la vida útil de la instalación.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13.2.4.	Resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona: la resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona serán notificados a los interesados y enviados al «Boletín Oficial del Estado» para su publicación.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13.3.	Tramitación del procedimiento de autorización de la instalación Offshore (Artículos 24 a 30 del RD 1028/2007).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13.3.1.	Concesión del dominio público marítimo terrestre: la tramitación de la preceptiva concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre se realizará de conformidad con lo establecido en la Ley 22/1988 de Costas y el Reglamento General para su desarrollo y ejecución.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
13.3.2.	Autorización de la Dirección General de la Marina Mercante: la concesión de la ocupación del dominio público marítimo-terrestre requerirá autorización de la Dirección General de la Marina Mercante, del Ministerio de Fomento, cuando puedan verse afectadas la seguridad marítima, de la navegación y de la vida humana en la mar.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.24. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: Plazos de implantación a nivel legislativo y administrativo de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Factores y aspectos económicos: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 3 del punto 4.3.2., “Factores y aspectos económicos”, se proceden a seleccionar los factores fundamentales que se constituyen como aspectos claves en la asignación de aportaciones económicas públicas a la electricidad producida en el régimen especial en España para las instalaciones eólicas Onshore y Offshore. Mitigación y disminución de los plazos administrativos y de ejecución de las instalaciones eólicas. Con objeto de mejorar la competitividad de la energía eólica es preciso optimizar y adecuar a la madurez tecnológica las aportaciones económicas públicas (tarifa regulada o prima) y los procedimientos legislativos y administrativos, y se procede a la selección de los principales factores fundamentales en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.2., los cuales se citan a continuación.

Factor 14. Tarifa regulada.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial, uno de los principales factores económicos fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del artículo 25 del RD 661/2007 son los relativos al tipo de contribución económica pública en relación a la energía eléctrica producida en régimen especial por medio de la tarifa regulada (valores establecidos por el RD 661/2007 y en la Orden ITC/3353/2010). El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de la contribución económica pública por medio del valor de la tarifa regulada acorde al grado de desarrollo tecnológico de la energía eólica Onshore y Offshore. Adicionalmente se seleccionan como sub-factores fundamentales correspondientes a las tarifas reguladas los mencionados a continuación.

Factor 14.1.- Tarifa regulada de parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en los primeros 20 años la tarifa regulada será de 7,9084 céntimos de Euro por kW/h y a partir de los 20 años de 6,6094 céntimos de Euro por kW/h.

Factor 14.2.- Tarifa regulada de Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): solo podrán vender la electricidad según la opción de venta en el mercado de electricidad.

Factor 15. Prima.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial, uno de los principales factores económicos fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del artículo 27 del RD 661/2007 son los relativos al tipo de contribución económica pública en relación a la energía eléctrica producida en régimen especial por medio de la prima que consiste en una cantidad adicional al precio de venta de la electricidad que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular de la instalación (valores establecidos por el RD 661/2007 y en la Orden ITC/3353/2010). El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de la contribución económica pública por medio del valor de la prima acorde al grado de desarrollo tecnológico de la energía eólica Onshore y Offshore. Adicionalmente se seleccionan como sub-factores fundamentales correspondientes a las tarifas reguladas los mencionados a continuación.

Factor 15.1.- Prima variable de parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en función del precio del mercado de referencia. En el artículo 36 del RD 661/2007 se establece:

- Una prima de referencia.
- Unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia.

Factor 15.2.- Prima variable de Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): en función del precio del mercado de referencia. En el artículo 36 del RD 661/2007 se establece:

- Una prima de referencia.
- Unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia.

Factor 15.3.- Valores de la prima de referencia para Parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en los primeros 20 años la prima de referencia será de 2,0142 céntimos de Euro por kW/h; el límite superior 9,1737 céntimos de Euro por kW/h y el límite inferior 7,6975 céntimos de Euro por kW/h. A partir de los 20 años no hay establecida prima de referencia a retribuir.

Factor 15.4.- Valores de la prima de referencia para Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): en los primeros 20 años la prima máxima de referencia será de 9,1041 céntimos de Euro por kW/h y el límite superior 17,7114 céntimos de Euro por kW/h. A partir de los 20 años no hay establecida prima de referencia a retribuir (Artículo 37 del RD 661/2007).

Factor 16. Determinación del coste de la generación en régimen especial.

En relación a los precios de la electricidad en España, y su influencia en la retribución de la energía eléctrica producida por medio de energía eólica, en el RD 1432/2002 y en el RD 6/2000 se identifican los siguientes factores y aspectos: la determinación del coste de la generación en régimen especial según lo establecido en el artículo 4 del RD 1432/2002 y en los RD 841/2002 y RD 2818/1998.

Factor 17. Complementos por producción de energía reactiva.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial, uno de los principales factores económicos fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del anexo V del RD 661/2007 y la Orden ITC/3353/2010 son los relativos al tipo de complementos de retribución económica pública en relación a la energía eléctrica producida en régimen especial. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de la contribución económica pública por medio del valor de los complementos de retribución acorde al grado de desarrollo tecnológico de la energía eólica Onshore y Offshore. Adicionalmente se seleccionan como sub-factores fundamentales correspondientes a los complementos de retribución los mencionados a continuación.

Factor 17.1.- El complemento de energía reactiva: se fija como un porcentaje en función del factor de potencia con el que se entrega la energía eléctrica: porcentaje de 8,4681 céntimos de Euro por kW/h revisado anualmente (anexo V del RD 661/2007) según la Orden ITC/3353/2010.

Factor 17.2.- Modificación temporal del factor de potencia: si la potencia es mayor de 10 MW pueden recibir instrucciones del operador del sistema para modificar temporalmente el factor de potencia. Implica la modificación o adecuación del sistema de control del aerogenerador eólico (los valores extremos de factor de potencia son 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo según el RD 1565/2010).

Factor 17.3.- Complemento para participar en el procedimiento del mercado de operación de control de tensión: solo en el caso de que se opte por vender la energía en el mercado.

Factor 18. Complemento de Prima por re-potenciación de las instalaciones.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los complementos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial, uno de los principales factores económicos fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro de la disposición transitoria séptima del RD 661/2007 son los relativos al tipo de complementos de retribución económica pública en relación a la re-potenciación de las instalaciones. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de la contribución económica pública por medio del valor de los complementos de retribución por re-potenciación de las instalaciones acorde al grado de desarrollo tecnológico de la energía eólica Onshore y Offshore. Adicionalmente se seleccionan como sub-factores fundamentales correspondientes a los complementos de retribución por re-potenciación los mencionados a continuación.

Factor 18.1.- Aplicación de la prima por re-potenciación: sólo para parques eólicos con inscripción definitiva anterior al 31/12/2001.

Factor 18.2.- Alcance de la modificación: debe ser una modificación sustancial para sustitución de aerogeneradores por otros de más potencia. El objetivo marcado por el MITYC es de 2.000 MW re-potenciados independientes de la potencia eólica total a instalar de 20155 MW según el RD 661/2007.

Factor 18.3.- Valor de la prima de re-potenciación: derecho a percepción de una prima adicional máxima de 7 €/MWh a percibir hasta el 31-12-2017.

Factor 19. Gastos administrativos de la energía eléctrica producida en régimen especial.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a la legislación existen una serie de gastos administrativos asociados a los procesos de tramitación de permisos de acuerdo a lo que establecen los procedimientos de la legislación y de las regulaciones aplicables. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la optimización y disminución de los gastos administrativos requeridos por las administraciones públicas asociados a la energía eléctrica producida en régimen especial (PANER, 2010; PER, 2011-2020; CNE, 2011; legislación estatal y autonómica aplicable). Adicionalmente se seleccionan como sub-factores fundamentales correspondientes a los gastos administrativos asociados los mencionados a continuación.

Factor 19.1.- Tasas administrativas: las tasas administrativas a abonar se prevén como consecuencia de los gastos de tramitación de la solicitud de las autorizaciones, permisos y licencias necesarios para la ejecución, puesta en marcha y funcionamiento las instalaciones eólicas.

Factor 19.2.- Cuantía de las tasas administrativas: de forma genérica la regulación de estas tasas no resulta uniforme en España, pues en todas las Comunidades autónomas (CCAA) no se exige una tasa por la tramitación de estas autorizaciones.

En las matrices de las Figuras 4.25. y 4.26. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Factores y aspectos económicos”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.5.4.2.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES LEGISLATIVOS Y ADMINISTRATIVOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
14	TARIFA REGULADA (Artículo 25 del RD 661/2007 Orden ITC/3353/2010).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar a la madurez tecnológica las aportaciones económicas públicas (tarifa regulada o prima) y los procedimientos legislativos y administrativos	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
14.1.	Tarifa regulada de parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en los primeros 20 años la tarifa regulada será de 7,9084 céntimos de Euro por kW/h y a partir de los 20 años de 6,6094 céntimos de Euro por kW/h.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
14.2.	Tarifa regulada de Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): solo podrán vender la electricidad según la opción de venta en el mercado de electricidad.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
15	PRIMA (artículo 27 del RD 661/2007 Orden ITC/3353/2010).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar a la madurez tecnológica las aportaciones económicas públicas (tarifa regulada o prima) y los procedimientos legislativos y administrativos	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
15.1.	Prima variable de parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en función del precio del mercado de referencia. En el artículo 36 del RD 661/2007 se establece: <input type="checkbox"/> Una prima de referencia. <input type="checkbox"/> Unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
15.2.	Prima variable de Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): en función del precio del mercado de referencia. En el artículo 36 del RD 661/2007 se establece: <input type="checkbox"/> Una prima de referencia. <input type="checkbox"/> Unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
15.3.	Valores de la prima de referencia para Parques eólicos Onshore (grupo b.2.1.): en los primeros 20 años la prima de referencia será de 2,0142 céntimos de Euro por kW/h; el límite superior 9,1737 céntimos de Euro por kW/h y el límite inferior 7,6975 céntimos de Euro por kW/h. A partir de los 20 años no hay establecida prima de referencia a retribuir.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
15.4.	Valores de la prima de referencia para Parques eólicos Offshore (grupo b.2.2.): en los primeros 20 años la prima máxima de referencia será de 9,1041 céntimos de Euro por kW/h y el límite superior 17,7114 céntimos de Euro por kW/h. A partir de los 20 años no hay establecida prima de referencia a retribuir (Artículo 37 del RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.25. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de Factores y aspectos económicos de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES LEGISLATIVOS Y ADMINISTRATIVOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
16	DETERMINACIÓN DEL COSTE DE LA GENERACIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL (RD 6/2000, artículo 4 del RD 1432/2002 y en los RD 841/2002 y RD 2818/1998).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar a la madurez tecnológica las aportaciones económicas públicas (tarifa regulada o prima) y los procedimientos legislativos y administrativos	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
17	COMPLEMENTOS POR PRODUCCIÓN DE ENERGÍA REACTIVA (Anexo V del RD 661/2007 y la Orden ITC/3353/2010).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar a la madurez tecnológica las aportaciones económicas públicas (tarifa regulada o prima) y los procedimientos legislativos y administrativos	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
17.1.	El complemento de energía reactiva: se fija como un porcentaje en función del factor de potencia con el que se entrega la energía eléctrica: porcentaje de 8,4681 céntimos de Euro por kW/h revisado anualmente (anexo V del RD 661/2007) según la Orden ITC/3353/2010.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
17.2.	Modificación temporal del factor de potencia: si la potencia es mayor de 10 MW pueden recibir instrucciones del operador del sistema para modificar temporalmente el factor de potencia. Implica la modificación o adecuación del sistema de control del aerogenerador eólico (los valores extremos de factor de potencia son 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo según el RD 1565/2010).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
17.3.	Complemento para participar en el procedimiento del mercado de operación de control de tensión: solo en el caso de que se opte por vender la energía en el mercado.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
18	COMPLEMENTO DE PRIMA POR RE-POTENCIACIÓN DE LAS INSTALACIONES (Disposición transitoria séptima del RD 661/2007).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar a la madurez tecnológica las aportaciones económicas públicas (tarifa regulada o prima) y los procedimientos legislativos y administrativos	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
18.1.	Aplicación de la prima por re-potenciación: sólo para parques eólicos con inscripción definitiva anterior al 31/12/2001.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
18.2.	Alcance de la modificación: debe ser una modificación sustancial para sustitución de aerogeneradores por otros de más potencia. El objetivo marcado por el MITYC es de 2.000 MW re-potenciados independientes de la potencia eólica total a instalar de 20155 MW según el RD 661/2007.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
18.3.	Valor de la prima de re-potenciación: derecho a percepción de una prima adicional máxima de 7 €/MWh a percibir hasta el 31-12-2017.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
19	GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA EN RÉGIMEN ESPECIAL.	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar a la madurez tecnológica las aportaciones económicas públicas (tarifa regulada o prima) y los procedimientos legislativos y administrativos	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
19.1.	Tasas administrativas: las tasas administrativas a abonar se prevén como consecuencia de los gastos de tramitación de la solicitud de las autorizaciones, permisos y licencias necesarios para la ejecución, puesta en marcha y funcionamiento las instalaciones eólicas.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
19.2.	Cuantía de las tasas administrativas: de forma genérica la regulación de estas tasas no resulta uniforme en España, pues en todas las CCAA no se exige una tasa por la tramitación de estas autorizaciones.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.26. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de Factores y aspectos económicos de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Factores y aspectos de las competencias legislativas: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 4 del punto 4.3.2., “Factores y aspectos de las competencias legislativas”, se proceden a seleccionar los factores fundamentales que se constituyen como aspectos claves en relación a las competencias legislativas en España para las instalaciones eólicas Onshore y Offshore. Con objeto de mejorar la competitividad de la energía eólica es preciso optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos y su relación en cuanto a las administraciones públicas competentes responsables de su tramitación y aprobación, se procede a la selección de los principales factores fundamentales en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.2., los cuales se citan a continuación.

Factor 20. Competencias administrativas.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a las competencias legislativas, uno de los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del artículo 4 del RD 661/2007, PANER 2010-2020 y PER 2011-2020 son los relativos a las competencias administrativas. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación del tipo de competencia que se atribuye a cada administración pública (central, autonómica y local) con objeto de optimizar el procedimiento actual de tramitación y autorización de instalaciones eólicas Onshore. Entre los principales

sub-factores fundamentales que se seleccionan, con objeto de proceder a una racionalización administrativa están los mencionados a continuación.

Factor 20.1.- Concesión de las autorizaciones industriales: el órgano administrativo competente es el de la materia de energía de la Comunidad Autónoma.

Factor 20.2.- Licencia de obras: el órgano competente son los municipios.

Factor 20.3.- Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la Autorización Ambiental Integrada: es el departamento competente en materia de medio ambiente de la Comunidad Autónoma.

Factor 20.4.- Concesión de la licencia de actividad: el Estado, las por medio de la Dirección General de Política Energética y Minas del Mityc.

Factor 21. Coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a las competencias legislativas, uno de los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar dentro del artículo 10 del RD 661/2007, PANER 2010-2020 y PER 2011-2020 son los relativos a la coordinación con las comunidades autónomas. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación del tipo de competencia que se atribuye a cada administración pública (central, autonómica y local) con objeto de optimizar el procedimiento actual de tramitación y autorización de instalaciones eólicas Onshore. Entre los principales sub-factores fundamentales que se pueden seleccionar, con objeto de proceder a una racionalización administrativa están los mencionados a continuación.

Factor 21.1.- Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Factor 21.2.- Plan Eólico de la comunidad autónoma.

Factor 21.3.- Convocatoria pública de licitación del parque eólico y adjudicación.

Factor 21.4.- Autorización Administrativa del anteproyecto de la instalación.

Factor 21.5.- Aprobación del Proyecto.

Factor 21.6.- Acta de Puesta en Marcha de la instalación.

Factor 21.7.- Autorizaciones urbanísticas.

Factor 21.8.- Autorizaciones ambientales: Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la Autorización Ambiental Integrada.

Factor 22. Competencias administrativas para las instalaciones de generación eólicas marinas.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a las competencias legislativas Offshore, hay que considera los principales factores fundamentales de influencia administrativos dentro de la legislación vigente en España, por las competencias administrativas de las administraciones públicas específicas indicadas en el artículo 115 del RD 1955/2000, y por los títulos de dominio público marítimo terrestre de la ley 22/1998, y por el Artículo 3 del RD 1028/2007. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación del tipo de competencia que se atribuye a cada administración pública con objeto de optimizar el procedimiento actual de tramitación y autorización de instalaciones eólicas Offshore. Entre los principales sub-factores fundamentales que se pueden seleccionar, con objeto de proceder a una racionalización administrativa están los mencionados a continuación.

Factor 22.1.- Ámbito de las competencias: se regirán por lo establecido en la Ley 22/1988 de Costas y en las competencias recogidas en el RD 1955/2000 en relación con las instalaciones de energía eólica marina.

Factor 22.2.- Competencias ministeriales: competencias de cada ministerio del gobierno de España en relación a los diferentes ámbitos de las instalaciones eólicas marinas.

En la matriz de la Figura 4.27. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Factores y aspectos de las competencias legislativas”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.5.4.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES LEGISLATIVOS Y ADMINISTRATIVOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
20	COMPETENCIAS ADMINISTRATIVAS (Artículo 4 del RD 661/2007, PANER 2010-2020 y PER 2011-2020)	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos y su relación en cuanto a las administraciones públicas competentes responsables de su tramitación y aprobación.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
20.1.	Concesión de las autorizaciones industriales: el órgano competente es el de la materia de energía de la Comunidad Autónoma.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
20.2.	Licencia de obras: el órgano competente son los municipios.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
20.3.	Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la Autorización Ambiental Integrada: es el departamento competente en materia de medio ambiente de la Comunidad Autónoma.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
20.4.	Concesión de la licencia de actividad: el Estado, las por medio de la Dirección General de Política Energética y Minas del Mityc.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
21	COORDINACIÓN CON LAS COMUNIDADES AUTÓNOMAS Y CON OTROS ORGANISMOS (Artículo 10 del RD 661/2007, PANER 2010-2020 y PER 2011-2020).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos y su relación en cuanto a las administraciones públicas competentes responsables de su tramitación y aprobación.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
21.1.	Declaración de Impacto Ambiental (DIA).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
21.2.	Plan Eólico de la comunidad autónoma.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
21.3.	Convocatoria pública de licitación del parque eólico y adjudicación.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
21.4.	Autorización Administrativa del anteproyecto de la instalación.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
21.5.	Aprobación del Proyecto.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
21.6.	Acta de Puesta en Marcha de la instalación.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
21.7.	Autorizaciones urbanísticas.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
21.8.	Autorizaciones ambientales: Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y la Autorización Ambiental Integrada.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
22	COMPETENCIAS ADMINISTRATIVAS PARA LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EÓLICAS MARINAS (Artículo 115 del RD 1955/2000, y por los títulos de dominio público marítimo terrestre de la ley 22/1998, y por el Artículo 3 del RD 1028/2007).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos y su relación en cuanto a las administraciones públicas competentes responsables de su tramitación y aprobación.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
22.1.	Ámbito de las competencias: se regirán por lo establecido en la Ley 22/1988 de Costas y en las competencias recogidas en el RD 1955/2000 en relación con las instalaciones de energía eólica marina.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
22.2.	Competencias ministeriales: competencias de cada ministerio del gobierno de España en relación a los diferentes ámbitos de las instalaciones eólicas marinas.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.27. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de Factores y aspectos de las competencias legislativas de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Factores y aspectos técnicos y constructivos: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 5 del punto 4.3.2., “Factores y aspectos técnicos y constructivos”, se proceden a seleccionar los factores fundamentales que se constituyen como aspectos claves en relación a los requisitos legislativos de carácter técnico y constructivo en la legislación española para las instalaciones eólicas Onshore y Offshore. Con objeto de mejorar la competitividad de la energía eólica es preciso optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos en lo referido a aspectos técnicos y constructivos en la medida en que afectan a la tramitación y aprobación de la operación de las instalaciones eólicas. Se procede a la selección de los principales factores fundamentales en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.2., los cuales se citan a continuación.

Factor 23. Procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental, los principales factores técnicos fundamentales de influencia administrativos a considerar están dentro del RD 661/2007 (Disposición adicional séptima) y del Procedimiento de operación P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental de la energía eólica Onshore y Offshore. Adicionalmente se seleccionan como sub-factores fundamentales correspondientes los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental los mencionados a continuación.

Factor 23.1.- Procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental: según el artículo 31 del RD 2019/1997 el operador del sistema deberá presentar al Mityc los procedimientos de operación de carácter técnico para garantizar la gestión técnica del sistema eléctrico. Los principales procedimientos operativos que afectan a la energía eólica son los siguientes:

- P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.
- P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
- P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
- P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial.

Factor 23.2.- Procedimiento de operación P.O. 3.7 “Programación de la generación renovable no gestionable”.

Este procedimiento describe los flujos correctos de información necesaria y los procesos necesarios para la programación de la generación renovable no gestionable (energía eólica: la cual no es controlable ni se puede almacenar), con el fin de garantizar la operación segura del sistema eléctrico que permita la máxima integración posible de la potencia y energía.

En las matriz de la Figura 4.28. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Factores y aspectos técnicos y constructivos”. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.5.4.4.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES LEGISLATIVOS Y ADMINISTRATIVOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
23	PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE CARÁCTER TÉCNICO E INSTRUMENTAL (RD 661/2007 (Disposición adicional séptima) y del Procedimiento de operación P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos en los aspectos técnicos y constructivos en la tramitación y aprobación de la operación de las instalaciones eólicas.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
23.1.	Procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental: según el artículo 31 del RD 2019/1997 los principales procedimientos operativos que afectan a la energía eólica son los siguientes: □ P.O. 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte. □ P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio. □ P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. □ P.O. 14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
23.2.	Procedimiento de operación P.O. 3.7 “Programación de la generación renovable no gestionable”.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.28. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios Factores y aspectos técnicos y constructivos de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Factores y aspectos medioambientales: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 6 del punto 4.3.2., “Factores y aspectos medioambientales”, se proceden a seleccionar los factores fundamentales que se constituyen como aspectos claves en relación a los requisitos legislativos medioambientales en la legislación española para las instalaciones eólicas Onshore y Offshore. Con objeto de mejorar la competitividad de la energía eólica es preciso optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos en lo referido a aspectos medioambientales en la medida en que afectan a la tramitación y aprobación de las operación de las instalaciones eólicas. Se procede a la selección de los principales factores fundamentales en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.2., los cuales se citan a continuación.

Factor 24. Autorizaciones medioambientales requeridas previas.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los factores y aspectos medioambientales, los

principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar están dentro del RD 1/2008, el PANER 2010-2020 y el PER 2011-2020. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de los procedimientos de aspectos medioambientales de la energía eólica Onshore y Offshore. En España con carácter general se requieren en todo el territorio nacional para la implantación de las instalaciones eólicas una serie de autorizaciones entre las que están el someter la autorización de estas instalaciones a un procedimiento de evaluación ambiental, exigiendo la obtención previa de una serie de requisitos y certificados como son los siguientes los cuales son factores administrativos:

Factor 24.1.- Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Factor 24.2.- Autorización Ambiental Integrada.

Factor 24.3.- Licencia de actividad.

Factor 24.4.- Licencia Ambiental.

Factor 24.5.- Comunicación Ambiental (requerida en Cataluña y en la Comunidad Valenciana).

Factor 24.6.- Calificación Ambiental (requerida en Andalucía).

Factor 25. Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de proyectos.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los factores y aspectos medioambientales, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar están dentro del capítulo II del RD 1/2008, el PANER 2010-2020 y el PER 2011-2020. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de los procedimientos de aspectos medioambientales de la energía eólica Onshore y Offshore. Las actuaciones a ser cumplimentadas en la tramitación de construcción de un parque eólico como son los sub-factores fundamentales correspondientes al Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) son los mencionados a continuación.

Factor 25.1.- Solicitud de sometimiento del proyecto a evaluación de impacto ambiental por el promotor, acompañada del documento inicial del proyecto.

Factor 25.2.- Determinación de alcance del estudio de impacto ambiental por el órgano ambiental, previa consulta a las administraciones públicas afectadas y, en su caso, a las personas interesadas.

Factor 25.3.- Elaboración del estudio de impacto ambiental por el promotor del proyecto.

Factor 25.4.- Evacuación del trámite de información pública y de consultas a las Administraciones públicas afectadas y a personas interesadas, por el órgano sustantivo.

Factor 26. Evaluación ambiental.

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los factores y aspectos medioambientales, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar respecto a la evaluación ambiental están dentro del Artículo 7 del RD 9/2006. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de los procedimientos de aspectos medioambientales de la energía eólica Onshore y Offshore.

Los principales factores y aspectos medioambientales a considerar en el procedimiento administrativo donde la legislación reguladora de los planes y programas introducirá en el procedimiento administrativo aplicable para su elaboración y aprobación un proceso de evaluación ambiental en el que el órgano promotor integrará los aspectos ambientales y que constará de las siguientes actuaciones las cuales son los sub-factores fundamentales siguientes.

Factor 26.1.- La elaboración de un *informe de sostenibilidad ambiental*, cuya amplitud, nivel de detalle y grado de especificación será determinado por el órgano ambiental.

Factor 26.2.- La celebración de consultas.

Factor 26.3.- La elaboración de la *memoria ambiental*.

Factor 26.4.- La consideración del *informe de sostenibilidad ambiental*, del resultado de las consultas y de la memoria ambiental en la toma de decisiones.

Factor 26.5.- La publicidad de la información sobre la aprobación del plan o programa.

Factor 27. Propuesta de plan o programa (RD 9/2006).

Dentro de los procedimientos administrativos relativos a los factores y aspectos medioambientales, los principales factores fundamentales de influencia administrativos a considerar respecto a la Propuesta de plan o programa están dentro del Artículo 7 del RD 9/2006. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de los procedimientos de aspectos medioambientales de la energía eólica Onshore y Offshore. La propuesta de plan o programa final de una instalación eólica, vendrá determinada por el órgano promotor del plan, el cual elaborará la propuesta de plan o programa tomando

en consideración la siguiente información y factores administrativos.

- El informe de sostenibilidad ambiental.
- Las alegaciones formuladas en las consultas, incluyendo en su caso las consultas trans-fronterizas.
- La memoria ambiental.

Factor 28. Evaluación de impacto ambiental (EIA) de parques Offshore.

Los procedimientos administrativos relativos a los procedimientos ambientales para poder obtener las autorizaciones oficiales para la instalación de un parque eólico marino en las costas de España están regulados a nivel general por el RD 1028/2007 y en el aspecto medioambiental por el artículo 28 de Evaluación de Impacto Ambiental. El objetivo a corto y medio plazo debe ser la optimización mediante la adecuación de los procedimientos de aspectos medioambientales de la energía eólica Offshore. Con carácter previo a la autorización de la instalación de generación eólica marina y a la concesión del dominio público marítimo-terrestre, el proyecto deberá someterse a evaluación de impacto ambiental de acuerdo con lo preceptuado en el RD 1/2008, cuyo factor fundamental es la realización de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

En la matriz de la Figura 4.29. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para el criterio de “Factores y aspectos medioambientales”. Se indican asimismo los subfactores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.5.4.5.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES LEGISLATIVOS Y ADMINISTRATIVOS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
24	AUTORIZACIONES MEDIOAMBIENTALES REQUERIDAS PREVIAS (RD 1/2008, el PANER 2010-2020 y el PER 2011-2020).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos medioambientales en la tramitación y aprobación de la operación de las instalaciones eólicas.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
24.1.	Declaración de Impacto Ambiental (DIA).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
24.2.	Autorización Ambiental Integrada.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
24.3.	Licencia de actividad.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
24.4.	Licencia Ambiental.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
24.5.	Comunicación Ambiental (requerida en Cataluña y en la Comunidad Valenciana).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
24.6.	Calificación Ambiental (requerida en Andalucía).	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
25	PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) DE PROYECTOS.	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos medioambientales en la tramitación y aprobación de la operación de las instalaciones eólicas.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
25.1.	Solicitud de sometimiento del proyecto a evaluación de impacto ambiental por el promotor, acompañada del documento inicial del proyecto.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
25.2.	Determinación de alcance del estudio de impacto ambiental por el órgano ambiental, previa consulta a las administraciones públicas afectadas y, en su caso, a las personas interesadas.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
25.3.	Elaboración del estudio de impacto ambiental por el promotor del proyecto.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
25.4.	Evacuación del trámite de información pública y de consultas a las Administraciones públicas afectadas y a personas interesadas, por el órgano sustantivo.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
26	EVALUACIÓN AMBIENTAL (Artículo 7 del RD 9/2006).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos medioambientales en la tramitación y aprobación de la operación de las instalaciones eólicas.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
26.1.	La elaboración de un informe de sostenibilidad ambiental, cuya amplitud, nivel de detalle y grado de especificación será determinado por el órgano ambiental.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
26.2.	La celebración de consultas.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
26.3.	La elaboración de la memoria ambiental.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
26.4.	La consideración del informe de sostenibilidad ambiental, del resultado de las consultas y de la memoria ambiental en la toma de decisiones.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
26.5.	La publicidad de la información sobre la aprobación del plan o programa.	Legislativa / Administrativa	Idem	Idem	-	Idem
27	PROPUESTA DE PLAN O PROGRAMA (RD 9/2006) (Artículo 7 del RD 9/2006). □ El informe de sostenibilidad ambiental. □ Las alegaciones formuladas en las consultas, incluyendo en su caso las consultas transfronterizas. □ La memoria ambiental.	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos medioambientales en la tramitación y aprobación de la operación de las instalaciones eólicas.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
28	EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) DE PARQUES OFFSHORE (RD 1028/207, artículo 28 de Evaluación de Impacto Ambiental, RD 1/2008, Evaluación de impacto ambiental (EIA)).	Legislativa / Administrativa	Optimizar y adecuar los procedimientos legislativos y administrativos medioambientales en la tramitación y aprobación de la operación de las instalaciones eólicas.	Optimización de las fases legislativas y administrativas, reduciendo los costes totales del proyecto.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.

Figura 4.29. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de Factores y aspectos medioambientales de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

4.4.3. Factores económicos y financieros seleccionados.

La selección de los factores fundamentales económicos y financieros de la energía eólica se fundamenta en los criterios de selección definidos en el punto 4.3.3., y los factores fundamentales seleccionados en esta área se indican a continuación en función de dichos criterios de selección.

Criterio. Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 1 del punto 4.3.3., “Existencia de regulaciones administrativas, primas a la producción de energía eléctrica de origen eólico y de incentivos fiscales a la energía eólica”, se proceden a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen a la competitividad de la energía eólica por medio de la existencia de aportaciones económicas por cada kWh producido y proporcionados por las administraciones públicas a la producción de energía eléctrica de origen eólico.

El objetivo final de la energía eólica, en la búsqueda de la paridad de costes respecto a las energías

convencionales, es la eliminación de los incentivos fiscales y de las primas a la energía eólica. En la actualidad en España la aportación económica de la prima eólica se encuentra cancelada transitoriamente por el RD 1/2012. Con objeto de mejorar la competitividad de la energía eólica es preciso reducir el coste de la energía (COE), tal y como se desarrolla posteriormente en este apartado. El principal factor fundamental seleccionado en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.3., es el citado a continuación.

Factor 1. Primas a la producción de energía renovable eólica: también denominadas primas eólicas y en otros países denominadas *Feed-In Tariff* (FIT) o *Energy Production Payment*. La administración pública abona directamente una cantidad a cada kWh producido en cada parque eólico Onshore una vez cumplidos los requisitos establecidos por la legislación vigente (en España el valor de la prima está regulado según el RD 661/2007 y la orden ITC/3353/2010). El objetivo a medio plazo es la eliminación total de las primas para lo cual se pueden plantear potencialmente diferentes escenarios de disminución de las mismas, los cuales son factores de influencia:

Factor 1.1. Reducciones anuales progresivas de la prima eólica Onshore.

Aplicable a la legislación española, con porcentajes de reducción a determinar por la administración pública.

Factor 1.2. Reducción anual progresiva de la prima eólica Onshore.

Aplicable a la legislación española: reducción anual de un 25% en un periodo de 4 años.

Factor 1.3. Eliminación total de la prima eólica Onshore.

El año de inicio de la aplicación es un factor clave.

Criterio. Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 2 del punto 4.3.3., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen de manera crítica a la viabilidad y a la rentabilidad financiera de los parques eólicos, así como a la identificación de los riesgos financieros del proyecto, todo ello debido a la criticidad de los cálculos y supuestos financieros que deben ser tenidos en cuenta para garantizar dicha rentabilidad financiera durante los 20 años de vida útil de un parque eólico. Los principales factores fundamentales seleccionados en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.3., son los citados a continuación.

Factor 2. Criterios de factibilidad financiera de un parque eólico Onshore.

Es un factor fundamental que evalúa globalmente el proyecto de parque eólico Onshore y su factibilidad desde el punto de vista de la rentabilidad financiera del proyecto y del inversor, así como el proceso de validación del mismo por medio de criterios financieros, tal y como se detalla en el punto 2.6.2.1. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los modelos de inversión de parques eólicos como palancas de reducción de costes e identificación de riesgos financieros como elementos de mejora potencial:

Factor 2.1. Validación del criterio financiero de la inversión para los 20 años de vida del parque eólico: cálculo de los criterios de rentabilidad financiera, rentabilidad para el inversor y riesgo financiero del parque eólico, mediante la combinación de los factores financieros ROI (Retorno de la Inversión), VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno).

Factor 2.2. Criterios de factibilidad financiera del parque eólico Onshore. Se determinarán como críticos los factores financieros siguientes y su proyección sostenida en el periodo de vida de la instalación (20 años de vida): cuenta de pérdidas y ganancias anual; beneficios netos anuales, después de intereses, impuestos, deuda y amortizaciones; porcentaje de apalancamiento de la deuda de inversión; años de retorno de la inversión (*Pay-Back*); valor de las primas eólicas anuales.

Factor 3. Factores de costes de inversión de capital en instalaciones eólicas Onshore.

Con objeto de reducir el coste final de generación de la energía eólica Onshore es necesario considerar los principales factores que afectan a los costes de inversión de capital desde el punto de vista financiero en cuanto a la configuración técnica del parque eólico Onshore, así como respecto a las potenciales palancas y factores de reducción de la misma. Los factores fundamentales a considerar en este aspecto son los seleccionados a continuación, partiendo de los definidos previamente en el punto 2.6.2.6. del capítulo 2.

Factor 3.1. Factores de influencia en la inversión en función de la configuración técnica.

El rango de inversiones a realizar depende principalmente de los factores técnicos seleccionados en cuanto a la configuración del aerogenerador y en relación a la ubicación del parque eólico. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los factores de influencia en la inversión de capital en función de la configuración técnica de las instalaciones de parques eólicos Onshore, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora potencial:

- Altura de la torre.
- Potencia del aerogenerador y del parque eólico.
- Tipo de configuración del aerogenerador: tipo de multiplicadora y de generador eléctrico.
- Distancia del parque eólico al punto de evacuación de la electricidad a la red.

Factor 3.2. Factores de reducción de costes de inversión en instalaciones eólicas Onshore.

Los principales elementos y factores de reducción de costes de las inversiones en instalaciones eólicas Onshore deben ser considerados como factores fundamentales por su incidencia en el coste de la energía (COE), tal y como se han desarrollado en detalle en el punto 2.6.2.6. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los factores de reducción potencial de costes de inversión en instalaciones eólicas Onshore como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora potencial:

- Factor de capacidad del aerogenerador Onshore: mediante la mejora estimada por medio de modificaciones del producto se podría obtener viabilidad económica de localizaciones de parques que antes no lo eran por la insuficiente calidad del viento (la estimación de mejora para una misma localización, con la mejora del factor de capacidad permitiría reducir los costes normalizados de energía en torno a 1 c€/2010/kWh para parques instalados en 2020). Ello representaría aproximadamente el 50% del potencial de reducción en el coste de generación de la eólica terrestre de gran potencia.
- Costes de inversión de capital (CAPEX): la reducción de los mismos se puede obtener por medio de la evolución tecnológica de los aerogeneradores y por las economías de escala debidas a la fuerte competencia internacional entre los fabricantes, con lo que se podría alcanzar hasta un 40% estimado del total de la reducción de costes potenciales
- Costes de operación y mantenimiento (OPEX): constituyen el restante 10% del potencial de reducción de costes estimado.

En la matriz de la Figura 4.30. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica y para los criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.1. y 2.6.2.1.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA ONSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
1	PRIMAS A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA.	Económica / Financiera	Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	Valor de la prima (c€/MWh)	INCREMENTO DEL COE: Incremento del coste actual de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
1.1	Reducciones anuales progresivas de la prima eólica Onshore (con porcentajes de reducción a determinar por la administración pública)	Económica / Financiera	Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	Valor de la prima (c€/MWh)	INCREMENTO DEL COE: Incremento del coste actual de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
1.2	Reducción anual progresiva de la prima eólica Onshore (reducción anual de un 25% en un periodo de 4 años)	Económica / Financiera	Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	Valor de la prima (c€/MWh)	INCREMENTO DEL COE: Incremento del coste actual de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
1.3	Eliminación total de la prima eólica Onshore	Económica / Financiera	Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	Valor de la prima (c€/MWh)	INCREMENTO DEL COE: Incremento del coste actual de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
2	CRITERIOS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA DE UN PARQUE EÓLICO ONSHORE.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica.	Rentabilidad financiera del proyecto y del inversor.	-	<u>Factibilidad financiera del proyecto eólico Onshore:</u> competitividad en costes de inversión y de explotación.
2.1	Validación del criterio financiero de la inversión para los 20 años de vida del parque eólico: combinación de los factores financieros ROI (Retorno de la Inversión), VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno).	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica.	Rentabilidad financiera del proyecto y del inversor.	-	<u>Factibilidad financiera del proyecto eólico Onshore:</u> competitividad en costes de inversión y de explotación.
2.2	Criterios de factibilidad financiera del parque eólico Onshore: cuenta de pérdidas y ganancias anual; beneficios netos anuales, después de intereses, impuestos, deuda y amortizaciones; porcentaje de apalancamiento de la deuda de inversión; años de retorno de la inversión (Pay-Back); valor de las primas eólicas anuales.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica.	Rentabilidad financiera del proyecto y del inversor.	-	<u>Factibilidad financiera del proyecto eólico Onshore:</u> competitividad en costes de inversión y de explotación.
3	FACTORES DE COSTES DE INVERSIÓN DE CAPITAL EN INSTALACIONES EÓLICAS ONSHORE.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica.	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión CAPEX.	-	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).
3.1	Factores de influencia en la inversión en función de la configuración técnica. -Altura de la torre. -Potencia del aerogenerador y del parque eólico. -Tipo de configuración del aerogenerador: tipo de multiplicadora y de generador eléctrico. -Distancia del parque eólico al punto de evacuación de la electricidad a la red.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica.	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión CAPEX.	-	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión (CAPEX).
3.2	Factores de reducción de costes de inversión en instalaciones eólicas Onshore. -Factor de capacidad del aerogenerador Onshore. -Costes de inversión de capital (CAPEX). -Costes de operación (OPEX).	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica.	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión CAPEX.	-	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).

Figura 4.30. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica y criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Costes de la energía (COE) anualizada: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 3 del punto 4.3.3., Reducción del coste de la energía (COE) anualizado en aerogeneradores Onshore y Offshore, se procede a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen cada uno de ellos a su reducción en valores relevantes del coste de la energía anualizada COE, al considerarse aquellos factores incluidos dentro del pareto del 80% en la fórmula del COE los que pueden presentar un valor de contribución económica relevante para cada factor basándose en los criterios de los autores y organismos citados en la bibliografía consultada (ver punto 2.6. del capítulo 2). Al estar el coste de la energía (COE) anualizada compuesto por varios factores, se plantea en primer lugar la identificación de los factores del COE anualizado sobre los que es posible actuar desde el sector eólico y llevar a cabo nuevos desarrollos de diseño, propuestas de mejoras y poder gestionar modificaciones desde el propio sector eólico con objeto de obtener una reducción del coste de la energía (COE) anualizado. Sobre los componentes de la fórmula del coste de la energía (COE) anualizada se seleccionan a su vez los

factores fundamentales de la energía eólica desde el punto de vista económico y financiero, que afectan a la reducción del coste de la energía (COE) de los aerogeneradores. Los factores fundamentales seleccionados en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.3., son los citados a continuación.

Factor 4. Coste de la Energía (COE) anualizada en €/kWh.

Según lo desarrollado en el punto 2.6. del capítulo 2, a menor coste de la energía eléctrica producida de origen eólico, mayor factibilidad de instalación de parques eólicos (Onshore y Offshore) sin necesidad de contar con primas y subvenciones públicas (*Feed-In-Tariffs*), o exenciones fiscales (PTC) a la producción de energía eléctrica de origen eólico. El efecto de la disminución del coste de la energía eléctrica producida de origen eólico, es que el coste de la energía eólica puede aproximarse o igualar los costes de paridad en €/kWh de las fuentes de energía convencionales. Por todo ello este factor es determinante y fundamental, según la bibliografía consultada (ver capítulo 2). El valor que se plantea como objetivo de reducción global del coste de la energía (COE) anualizada está entre el 15% y el 30% según los objetivos planteados al mercado por diferentes fabricantes de aerogeneradores Onshore (Vestas, Gamesa y Acciona entre otros). La fórmula del coste anualizado de la energía (COE) es la siguiente:

$$\text{CoE} = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$$

Como información de referencia (ver capítulo 2, apartado 2.6.2.2.), los principales factores que constituyen el coste de la energía (COE) son los siguientes:

- Costes de inversión de capital CAPEX (*Capital Expenditure*) anualizado: costes de capital anualizados invertidos en el proyecto de un parque eólico, incluyendo los siguientes factores.
 - Costes de capital e intereses del capital que se pagan para poder financiar la construcción del aerogenerador. Es un factor exógeno al sector eólico y entroncado con la economía general.
 - Costes de los terrenos de instalación o su alquiler.
 - Costes incurridos en la fabricación del aerogenerador.
 - Costes logísticos y de transporte.
 - Costes de planificación y de preparación del proyecto.
 - Costes de construcción e instalación en el emplazamiento del parque eólico.
 - Costes de obra civil de la cimentación en tierra.
 - Costes de instalación en parques Offshore de la subestructura de anclaje y su cimentación en el lecho marino (BoP = *Balance of Plant*).
 - Costes de comisionado del aerogenerador en el parque eólico.
- Costes de operación y mantenimiento OPEX (*Operation Expenditure*) anualizados: costes de operación y mantenimiento durante el periodo anual considerado a lo largo de la vida del proyecto de un parque eólico incluyendo los siguientes factores.
 - Costes de operación.
 - Costes de mantenimiento del aerogenerador a lo largo de la vida del proyecto.
 - Costes de fallos en garantías.
- Producción de Energía Anual (AEP: *Annual Energy Production*): es el valor de la energía total producida por el aerogenerador eólico durante el periodo anual considerado, expresado en €/kWh.

Sobre los mencionados factores que componen el coste de la energía (COE) anualizada se seleccionan, a su vez, los factores fundamentales de la energía eólica desde el punto de vista económico y financiero que afectan a la reducción del coste de la energía (COE) anualizada de los aerogeneradores (según el punto 4.3.3.). No se consideran, por estar fuera del alcance de la tesis, los factores exógenos que afectan al COE anualizado y en particular a los costes de inversión de capital (CAPEX), como son los costes de capital e intereses del capital, los costes de los terrenos de instalación o de emplazamientos marinos o su alquiler y los costes de comisionado del aerogenerador en el parque eólico.

Factor 4.1. Factores de costes de inversión de capital (CAPEX) anualizado: aerogeneradores Onshore.

Se considera el factor genérico costes de inversión de capital (CAPEX) como un factor fundamental, teniendo sub-factores que lo componen. Es preciso tener en cuenta el peso específico de cada uno de los factores del CAPEX, en porcentaje sobre el total del coste, tal y como se ha desarrollado en el apartado 2.6.2.5. del capítulo 2 (ver Figuras 2.6.15. y 2.6.16.). Se han seleccionado aquellos factores que por su umbral pueden aportar cada uno una reducción del coste de energía COE anualizada.

En función de los criterios de selección del punto 4.3.3., los factores fundamentales seleccionados para los costes de inversión de capital (CAPEX) anualizado de aerogeneradores Onshore, se citan a continuación.

Factor 4.1.1. Costes de fabricación del aerogenerador Onshore (€/MW).

El porcentaje de contribución del aerogenerador Onshore sobre el coste de capital CAPEX anualizado está en el rango entre el 64% y el 80% del coste total de la instalación, según las fuentes bibliográficas consultadas en el apartado 2.6.2.5. del capítulo 2. El objetivo planteado, con objeto de reducir el coste de energía (COE) anualizada, es la reducción de los costes totales del aerogenerador en €/MW, con un valor objetivo de reducción global del coste de la energía (COE) que está entre el 10 y el 20% según objetivos planteados al mercado por diferentes fabricantes de aerogeneradores Onshore. En relación a los costes de fabricación de los principales componentes de un aerogenerador Onshore, el Factor 4.1.1. está compuesto por los diferentes componentes del mismo. Para obtener el objetivo planteado, es preciso considerar los principales componentes del aerogenerador y sus factores de reducción de costes, tal y como se han identificado en el punto 2.6.3.1. del capítulo 2.6. Según el criterio de aportación al coste de energía (COE) anualizado y a su potencial reducción, y de acuerdo a los criterios de selección de factores del punto 4.3.3. se consideran los siguientes factores en este apartado (Make, Renewable Energy Focus y BTM, 2011):

Factor 4.1.1.1. Coste de la torre del aerogenerador Onshore.

Incluye los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos y su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador es del orden de un 30%. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de la torre como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.1.1.1.1.-Tipo de diseño de torre: metálica, metálica segmentada y atornillada, hormigón, híbrida hormigón-metálica, celosía.

Factor 4.1.1.1.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de torre.

Factor 4.1.1.1.3.-Diseño y geometría de la torre: espesor de materiales de chapa, nº de tramos, nº de bridas, diámetro de tramos, peso total y de cada tramo.

Factor 4.1.1.1.3.-Altura de torre: factor de influencia en el incremento de la producción de energía anual (AEP).

Factor 4.1.1.1.4.-Optimización de los procesos de fabricación: tramos de torre y montaje de elementos internos de torre.

Factor 4.1.1.2. Coste de las palas del aerogenerador Onshore.

Incluye los materiales de las 3 palas y su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador es del orden de un 25%. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de la pala como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.1.1.2.1.-Tipo de diseño interno de pala: Tipo “*Shear Web and Spar Cap*”, Tipo “*Spar Box*”, otros diseños.

Factor 4.1.1.2.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de diseño de pala: fibra de vidrio, fibra de carbono, resinas, tejidos, espumas, elementos mecánicos, etc.

Factor 4.1.1.2.3.-Optimización de los procesos de fabricación: proceso manual, automatizado, híbrido.

Factor 4.1.1.2.4.-Diseño de la geometría: perfil geométrico, peso, longitud, tipo de recubrimiento.

Factor 4.1.1.3. Coste de la multiplicadora.

Incluye los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos y su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador es del orden de un 15%. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de la multiplicadora como elementos de mejora y como palancas de reducción de

costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.1.1.3.1.-Tipo de diseño interno de la multiplicadora: nº de ejes planetarios y helicoidales, tipos de configuraciones.

Factor 4.1.1.3.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de diseño de multiplicadora: componentes de forja, fundición, mecanizado y rodamientos.

Factor 4.1.1.3.3.-Optimización de los procesos de fabricación y montaje.

Factor 4.1.1.4. Coste de los convertidores de potencia.

Incluye los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos y su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador es del orden de un 6%. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los convertidores de potencia como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.1.1.4.1.-Tipo de diseño en relación a la tensión: Baja tensión o Media tensión (> 3kV).

Factor 4.1.1.4.2.-Tipo de diseño de convertidores:

- Estandar/Convertidor Parcial de baja tensión.
- Doblemente alimentado de baja tensión.
- Full Converters: baja tensión o media tensión.

Factor 4.1.1.4.3.-Ubicación en el aerogenerador *versus* costes del tipo de diseño: nacelle o base de torre.

Factor 4.1.1.5. Coste del generador eléctrico.

Incluye los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos y su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador es del orden de un 4%. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del generador eléctrico como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.1.1.5.1.-Tipo de diseño interno del generador: mayor coste constructivo en los tipos con imanes permanentes.

Factor 4.1.1.5.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de diseño del generador: imanes permanentes, cobre, chapa magnética, componentes de fundición, mecanizado y rodamientos.

Factor 4.1.1.5.2.-Optimización de los procesos de fabricación y montaje.

Factor 4.1.1.6. Coste del transformador.

Incluye los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos y su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador es del orden de un 4%. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del transformador como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.1.1.6.1.-Tipo de diseño interno del transformador: líquido o seco.

Factor 4.1.1.6.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de diseño del transformador: cobre, aluminio, chapa magnética, aislamientos, calderería.

Factor 4.1.1.6.3.-Optimización de los procesos de fabricación y montaje.

Factor 4.1.1.7. Coste del bastidor principal (fundido y mecanizado).

Incluye los materiales y las operaciones de mecanizado y su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador es del orden de un 3%. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del bastidor principal como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.1.1.7.1.-Tipo de diseño en función de los costes finales: peso, procesos de acabados y procesos de mecanizado.

Factor 4.1.1.7.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de diseño: lingote de hierro, chatarra, componentes de forja, fundición, mecanizado y rodamientos.

Factor 4.1.1.7.3.-Optimización de los procesos de fabricación y montaje.

Factor 4.1.1.8. Coste del sistema de cambio de paso (cilindros hidráulicos, acumuladores y piezas metálicas).

Incluye los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos siendo su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador es del orden de un 3%. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del sistema de cambio de paso como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.1.1.8.1.-Tipo de diseño: accionamiento eléctrico o hidráulico.

Factor 4.1.1.8.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de diseño: acero de cilindros, fojas de vástagos, componentes de forja, fundición y mecanizado.

Factor 4.1.1.8.3.-Optimización de los procesos de fabricación y montaje.

Factor 4.1.1.9. Coste de sistemas agrupados de componentes de nacelle.

Agrupando un número limitado de diferentes componentes y sistemas con un coste individual mayor al 2% del coste total del aerogenerador Onshore, se seleccionan familias de componentes que aportan un porcentaje total relevante para contribuir a la reducción del coste de la energía COE anualizada mayor del 0,3%, como extensión del criterio de selección. Estos componentes seleccionados con su porcentaje de coste sobre el total son: Sistema de freno (2 %); Carcasa de nacelle (2 %); Eje principal (2 %) forjado o fundido y mecanizado; Conjunto rotor-hub (2 %) fundido y mecanizado más elementos metálicos. Estos costes incluyen los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos, teniendo en su conjunto una aportación sobre el coste total del aerogenerador del orden de un 8% (Make, Renewable Energy Focus y BTM, 2011). Los sub-factores a considerar dentro de estos sistemas agrupados como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.

Factor 4.1.1.10. Factores de coste de las materias primas de los componentes.

El tipo de diseño de componentes seleccionado presenta una elevada influencia en los costes de los principales materiales, los cuales contabilizan más del 90% de la masa total del aerogenerador siendo los siguientes tipos de materiales: Acero, Materiales plásticos (fibra de vidrio, resinas), Hierro fundido, Cobre y Aluminio.

Se indican dichos materiales y su definición en el diseño en cuanto a pesos, cantidades y tipos a utilizar en la fabricación de componentes como sub-factores a considerar dentro como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.

Factor 4.1.1.11. Factores de coste de la cadena de suministro.

Los principales fabricantes de aerogeneradores (Onshore y Offshore) en relación al suministro de nacelles, componentes y subcomponentes, llevan a cabo diferentes estrategias de cadena de suministro, las cuales son factores a considerar respecto al tema del coste de la cadena de suministro y del coste final de la energía (COE) del aerogenerador. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de la cadena de suministro de aerogeneradores como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.2.:

Factor 4.1.1.11.1.-Definición del modelo de cadena de suministro del fabricante: selección del modelo óptimo en función del mercado y del fabricante. Aplicable a componentes críticos (palas, torres, multiplicadoras, generadores, etc.) en función de los factores de costes de adquisición de componentes, capacidad de producción, inversiones en medios productivos, costes de personal y estructura, costes totales del suministro, plazos de entrega, localización de centros productivos de componentes respecto las plantas de nacelles. Los principales modelos de cadena de suministro de aerogeneradores son los siguientes:

- Modelo de Integración vertical de la cadena de suministro.
- Modelo de Integración horizontal de la cadena de suministro.

Factor 4.1.1.11.2.-Ubicación de los centros productivos de componentes y de ensamblaje de las nacelles: influyen sobre los costes finales en función de los diferentes factores económicos mencionados a continuación.

- Costes de mano de obra directa e indirecta: en el país y en la región geográfica de producción.

- Costes logísticos de envío de mercancías al destino final del producto.
- Porcentaje requerido de fabricación interna en el país: componentes y nacelles.
- Riesgo económico del país: tasa de inflación, legislación laboral, especialización de la mano de obra, etc.

Factor 4.1.1.12. Coste de las operaciones de montaje de los componentes y sistemas en la nacelle.

Incluye las operaciones de montaje de componentes internos dentro de la nacelle siendo su porcentaje sobre el coste total del aerogenerador Onshore del orden de un 2% (en el caso Offshore representa menos del 1%). Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del montaje de nacelles como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.2.:

Factor 4.1.1.12.1.-Mejoras tecnológicas y optimización de los procesos de fabricación y montaje de nacelles y componentes.

Factor 4.1.1.12.2.-Optimización de las economías de escala: los rendimientos de la producción están en función de la escala de la misma, si es constante, creciente o decreciente. Los factores más representativos son:

- Volumen de producción.
- Cadencia de producción en el tiempo.
- Cantidades anualizadas de producción.
- Elasticidad de la demanda.

Factor 4.1.1.12.3.-Optimización del coste total de adquisición (TCO: *Total Cost of Ownership*): incluyendo los factores siguientes.

3. Precio del producto facturado.
4. Coste interno de adquisición: incluye factores como costes de transporte, impuestos, tasas aduaneras, costes de almacenaje e inventario, costes de inspecciones y ensayos, otros costes varios.

Factor 4.1.1.13. Costes de transporte Onshore.

El factor de los costes de transporte presenta unos costes variables en función del mercado. Está asociado a la ubicación de las plantas de componentes de los proveedores, de las nacelles y de los parques Onshore. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del transporte de componentes como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.3.:

Factor 4.1.1.13.1.-Factores de influencia en los costes del transporte de componentes: desarrollo de proyectos de optimización del tipo de transporte seleccionado (terrestre, marítimo, aéreo) en función de factores como las economías de escala, la localización de los proveedores y de las plantas de nacelles, respecto a la distancia a los emplazamientos de los parque eólicos.

Factor 4.1.2. Costes de las cimentaciones de aerogeneradores Onshore.

El porcentaje de contribución de las cimentaciones en parques eólicos Onshore sobre el coste de capital CAPEX anualizado está en el rango entre el 10% y el 13% del coste total de la instalación Onshore, según se ha desarrollado en el punto 2.6.2.5. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de las cimentaciones Onshore como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora:

Factor 4.1.2.1.-Tipo de diseño de cimentación y de proceso de fabricación seleccionado.

Factor 4.1.2.2.-Costes de materias primas en relación al tipo y diseño de cimentación: forjado, hormigón, bridas forjadas.

Factor 4.1.2.3.-Optimización de los procesos de cimentación: fraguado y proceso de montaje de elementos.

Factor 4.1.3. Costes de la infraestructura eléctrica Onshore.

El porcentaje de contribución de infraestructura eléctrica en parques eólicos Onshore sobre el coste de capital CAPEX anualizado está en el rango entre el 7% y el 8% del coste total de la instalación, según se ha desarrollado en el punto 2.6.2.5. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de la infraestructura eléctrica como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora:

Factor 4.1.3.1.-Tipo de configuración eléctrica seleccionada.

Factor 4.1.3.2.-Costes de componentes en relación al tipo y diseño de configuración eléctrica seleccionada.

Factor 4.1.4. Costes de instalación del aerogenerador Onshore.

El porcentaje de contribución de los costes de instalación en parques eólicos Onshore sobre el coste de inversión de capital (CAPEX) anualizado es del orden del 1% al 2% del coste total de la instalación eólica. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los costes de instalación como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.4.:

Factor 4.1.4.1.-Planificación de las operaciones de montaje: con reducción de tiempos improductivos (*Downtime*).

Factor 4.1.4.2.-Disponibilidad de la tipología de grúas especificada: mediante la disponibilidad del tipo adecuado de grúa se obtienen optimizaciones de costes de instalación.

En las matrices de las Figuras 4.31., 4.32. y 4.33. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de Costes de la energía (COE) anualizada. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2.2., 2.6.2.5., 2.6.3., 2.6.3.1., 2.6.3.2., 2.6.3.3. y 2.6.3.4.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA ONSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
4.	Coste de la Energía (COE) anualizada en €/kWh $COE = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía eólica (€/kWh).	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica por medio de Reducción del coste del precio de la energía eólica (€/kWh).	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.	Costes de inversión de capital (CAPEX) anualizado.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital (CAPEX).	Factor de coste principal en el COE anualizado	-	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.	Costes de fabricación de un aerogenerador Onshore (€/MW)	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Entre el 64% y el 80% del coste de inversión total de la instalación (CAPEX).	64 - 80	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.1.	Coste de la torre del aerogenerador Onshore	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 30% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	30	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.1.1.	Tipo de diseño de torre: metálica, metálica segmentada y atornillada, hormigón, híbrida hormigón-metálica, celosía.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.1.2.	Costes de materias primas en relación al tipo de torre.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.1.3.	Diseño y geometría de la torre: espesor de materiales de chapa, nº de tramos, nº de bridas, diámetro de tramos, peso total y de cada tramo.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.1.4.	Altura de torre: factor de influencia en el incremento de la producción de energía anual (AEP).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.1.5.	Optimización de los procesos de fabricación: tramos de torre y montaje de elementos internos de torre.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.2.	Coste de las palas del aerogenerador Onshore	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 25% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	25	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.2.1.	Tipo de diseño interno de pala: Tipo "Shear Web and Spar Cap", Tipo "Spar Box", otros diseños.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.2.2.	Costes de materias primas en relación al tipo de diseño de pala: fibra de vidrio, fibra de carbono, resinas, tejidos, espumas, elementos mecánicos, etc.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.2.3.	Optimización de los procesos de fabricación: proceso manual, automatizado, híbrido.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.2.4.	Diseño de la geometría: perfil geométrico, peso, longitud, tipo de recubrimiento.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.3.	Coste de la multiplicadora	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 15% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	15	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.3.1.	Tipo de diseño interno de la multiplicadora: nº de ejes planetarios y helicoidales, tipos de configuraciones.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.3.2.	Costes de materias primas en relación al tipo de diseño de multiplicadora: componentes de forja, fundición, mecanizado y rodamientos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.3.3.	Optimización de los procesos de fabricación y montaje.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.4.	Coste de los convertidores de potencia	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 6% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	6	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.4.1.	Tipo de diseño en relación a la tensión: Baja tensión o Media tensión (> 3kV).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.4.2.	Tipo de diseño de convertidores: <input type="checkbox"/> Estandar/Convertidor Parcial de baja tensión. <input type="checkbox"/> Doblemente alimentado de baja tensión. <input type="checkbox"/> Full Converters: baja tensión o media tensión.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.4.3.	Ubicación en el aerogenerador vs costes del tipo de diseño: nacelle o base de torre.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.31. Matriz I de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA ONSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
4.1.1.5.	Coste del generador eléctrico	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 4% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	4	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.5.1.	Tipo de diseño interno del generador: mayor coste constructivo en los tipos con imanes permanentes.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.5.1.	Costes de materias primas en relación al tipo de diseño del generador: imanes permanentes, cobre, chapa magnética, componentes de fundición, mecanizado y rodamientos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.5.1.	Optimización de los procesos de fabricación y montaje.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.6.	Coste del transformador	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 4% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	4	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.6.1.	Tipo de diseño interno del transformador: líquido o seco.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.6.2.	Costes de materias primas en relación al tipo de diseño del transformador: cobre, aluminio, chapa magnética, aislamientos, calderería.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.6.3.	Optimización de los procesos de fabricación y montaje.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.7.	Coste del bastidor principal (fundido y mecanizado)	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 3% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	3	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.7.1.	Tipo de diseño en función de los costes finales: peso, procesos de acabados y procesos de mecanizado.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.7.2.	Costes de materias primas en relación al tipo de diseño: lingote de hierro, chatarra, componentes de forja, fundición, mecanizado y rodamientos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.7.3.	Optimización de los procesos de fabricación y montaje.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.8.	Coste del sistema de cambio de paso (cilindros hidráulicos, acumuladores y piezas metálicas)	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 3% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	3	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.8.1.	Tipo de diseño: accionamiento eléctrico o hidráulico.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.8.2.	Costes de materias primas en relación al tipo de diseño: acero de cilindros, hojas de vástagos, componentes de forja, fundición y mecanizado.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.8.3.	Optimización de los procesos de fabricación y montaje.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.9.	Coste de sistemas agrupados de componentes de nacelle: Sistema de freno (2 %); Carcasa de nacelle (2 %); Eje principal (2 %) forjado o fundido y mecanizado; Conjunto rotor-hub (2 %) fundido y mecanizado más elementos metálicos.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 8% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	8	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.10.	Factores de coste de las materias primas de los componentes (pesos, cantidades y tipos): Acero, Materiales plásticos (Fibra de vidrio, resinas), Hierro fundido, Cobre y Aluminio.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Tipo de diseño de componentes seleccionado: más del 90% de la masa total del aerogenerador.	-	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.11.	Factores de coste de la cadena de suministro.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Coste de inversión de capital (CAPEX).	-	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.11.1.	Definición del modelo de cadena de suministro del fabricante: • Modelo de Integración vertical de la cadena de suministro. • Modelo de Integración horizontal de la cadena de suministro.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.11.2.	Ubicación de los centros productivos de componentes y de ensamblaje de las nacelles: factores económicos de influencia. • Costes de mano de obra directa e indirecta: en el país y en la región geográfica de producción. • Costes logísticos de envío de mercancías al destino final del producto. • Porcentaje requerido de fabricación interna en el país: componentes y nacelles. • Riesgo económico del país: tasa de inflación, legislación laboral, especialización de la mano de obra, etc.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.12.	Coste de las operaciones de montaje de los componentes y sistemas en la nacelle.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 2% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	2	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.12.1.	Mejoras tecnológicas y optimización de los procesos de fabricación y montaje de nacelles y componentes.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.12.2.	Optimización de las economías de escala: • Volumen de producción. • Cadencia de producción en el tiempo. • Cantidades anualizadas de producción. • Elasticidad de la demanda.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.1.12.3.	Optimización del coste total de adquisición (TCO: Total Cost of Onwship): incluyendo los factores siguientes. 1. Precio del producto facturado. 2. Coste interno de adquisición.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.32. Matriz II de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA ONSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
4.1.1.13.	Costes de transporte onshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Coste de inversión de capital (CAPEX).	-	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.1.13.1.	Factores de influencia en los costes del transporte de componentes: • Desarrollo de proyectos de optimización del tipo de transporte seleccionado. • Economías de escala. • Localización de los proveedores y de las plantas de nacelles. • Distancia a los emplazamientos de los parque eólicos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.2.	Costes de las cimentaciones Onshore	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 10 - 13% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	10 - 13	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.2.1.	Tipo de diseño de cimentación y de proceso de fabricación seleccionado.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.2.2.	Costes de materias primas en relación al tipo y diseño de cimentación: fojado, hormigón, bridas forjadas.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.2.3.	Optimización de los procesos de cimentación: fraguado y proceso de montaje de elementos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.3.	Costes de la infraestructura eléctrica Onshore	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 7-8% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	7 - 8	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.3.1.	Tipo de configuración eléctrica seleccionada.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.3.2.	Costes de componentes en relación al tipo y diseño de configuración eléctrica seleccionada.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.4.	Costes de instalación del aerogenerador Onshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 1-2% del coste del aerogenerador Onshore (CAPEX).	1-2	DISMINUCION DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.1.4.1.	Planificación de las operaciones de montaje: con reducción de tiempos improductivos (Downtime).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.1.4.2.	Disponibilidad de la tipología de grúas especificada: mediante la disponibilidad del tipo adecuado de grúa se obtienen optimizaciones de costes de instalación.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.33. Matriz III de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factor 4.2. Factores de costes de operación y mantenimiento (OPEX) anualizado: aerogeneradores Onshore.

Los costes de operación y mantenimiento (OPEX-*Operation Expenditure*) anualizado incluyen los siguientes factores: costes de operación, costes de mantenimiento del aerogenerador a lo largo de la vida del proyecto y costes de fallos en garantías. El porcentaje de contribución de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) anualizado en parques eólicos Onshore es del orden del 2% al 3% del coste total anualizado de la instalación eólica. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los costes de operación y mantenimiento como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.7.:

Factor 4.2.1. Mantenimiento programado: mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo.

Los factores que son fundamentales dentro de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores son los mantenimientos programados, cuyos costes deben ser minimizados con objeto de reducir los costes OPEX, con objeto de evitar la aparición de paradas inesperadas de los aerogeneradores y de esta forma incurrir en costes de flujo cesante y pérdida de venta de electricidad que se podría haber producido.

Factor 4.2.2. Mantenimiento predictivo.

El mantenimiento predictivo de los aerogeneradores es un factor fundamental para poder contener los costes de operación y mantenimiento (OPEX), siendo la reducción de costes del mismo un factor de reducción de los costes OPEX. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del mantenimiento predictivo como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.7.:

Factor 4.2.2.1.-Sistema de monitorización de la condición del aerogenerador en operación (CSM – Condition Monitoring System): es uno de los sistemas de gestión del mantenimiento más avanzados y es la base para prevenir fallos de componentes del aerogenerador y paradas totales del mismo.

Factor 4.2.2.2.-Sistemas de mantenimiento de gestión de la salud del sistema denominados Health Monitoring System (HMS): actúan mediante algoritmos informáticos y sensores para valorar los análisis de pronóstico del aerogenerador y sus componentes, pudiéndose de esta forma planificar las intervenciones de mantenimiento antes de que se produzca el fallo del componente.

Factor 4.2.3. Disponibilidad operacional.

El factor de disponibilidad operacional presenta un valor real del 98% de disponibilidad del aerogenerador Onshore. Considera dentro del alcance el tiempo de mantenimiento correctivo y preventivo, el tiempo de logística y el tiempo administrativo y la fórmula que lo define es la expresada a continuación.

$$A_o = \frac{MTBM}{MTBM + MDT}$$

MTBM: *Mean Time Between Maintenance* (Tiempo medio entre intervenciones de mantenimiento).

MDT: *Mean Down Time* (Tiempo medio de parada de máquina).

El incremento en valor de este factor contribuye a la disminución de los costes de operación (OPEX) al estar el aerogenerador mayor tiempo en funcionamiento y contribuye a la disminución del coste de energía (COE) anualizada. Se indican a continuación los sub-factores que afectan y a considerar dentro de factor de disponibilidad operacional, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.7.:

Factor 4.2.3.1.-Diseño del aerogenerador para la fiabilidad: en función del tipo de diseño el mantenimiento del aerogenerador se realiza en función de garantizar la máxima disponibilidad y de prolongar la vida operativa útil del aerogenerador.

Factor 4.2.3.2.-Programas de mantenimiento preventivo: el tipo de programa de mantenimiento preventivo se puede realizar en función de las características específicas del parque eólico, obteniendo reducciones en los costes de operación y disminuyendo el riesgo de las intervenciones de mantenimiento.

Factor 4.2.4. Costes medios de operación y mantenimiento (OPEX) de aerogeneradores Onshore.

La distribución típica de los costes medios de operación y mantenimiento (OPEX) presenta varios factores con alto porcentaje de contribución, sobre los cuales una reducción de los costes de los mismos contribuye a la disminución de los costes de operación (OPEX). Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los costes medios de operación y mantenimiento como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.7.:

Factor 4.2.4.1.-Costes de equipamiento y reparación: constituyen el 26% de los costes totales del OPEX. Incluyen los costes de componentes y equipamiento del aerogenerador Onshore y su reparación o intervención.

Factor 4.2.4.2.-Costes de administración: constituyen el 21% de los costes totales del OPEX. Incluyen los gastos de gestión generados por la operación y explotación del parque.

Factor 4.2.4.3.-Costes misceláneos: constituyen el 17% de los costes totales del OPEX. Incluyen costes como costes de personal especializado de mantenimiento y reparación, costes de mantenimiento predictivo, costes de inventarios de componentes de recambio, etc.

En la matriz de la Figura 4.34. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de Costes de la energía (COE) anualizada y específicamente los factores de costes de operación y mantenimiento (OPEX-*Operation Expenditure*) anualizado. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2.7.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA ONSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
4.2.	FACTORES DE COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX) ANUALIZADO: AEROGENERADORES ONSHORE.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX).	Factor de coste principal en el COE anualizado. Entre el 2% y el 3% del coste total anualizado de la instalación eólica	2 - 3	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.2.1.	Mantenimiento programado: mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX).	Factor de coste principal en el COE anualizado. Entre el 2% y el 3% del coste total anualizado de la instalación eólica	-	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.2.2.	Mantenimiento predictivo.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX).	Factor de coste principal en el COE anualizado. Entre el 2% y el 3% del coste total anualizado de la instalación eólica	-	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.2.2.1.	Sistema de monitorización de la condición del aerogenerador en operación (CSM – Condition Monitoring System)	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.2.2.2.	Sistemas de mantenimiento de gestión de la salud del sistema denominados Health Monitoring System (HMS)	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.2.3.	Disponibilidad operacional.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX).	Factor de coste principal en el COE anualizado. Entre el 2% y el 3% del coste total anualizado de la instalación eólica	-	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.2.3.1.	Diseño del aerogenerador para la fiabilidad.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.2.3.2.	Programas de mantenimiento preventivo: tipo de programa de mantenimiento preventivo en función de las características específicas del parque eólico	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.2.4.	Costes medios de operación y mantenimiento (OPEX) de aerogeneradores Onshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX).	Factor de coste principal en el COE anualizado. Entre el 2% y el 3% del coste total anualizado de la instalación eólica	-	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.2.4.1.	Costes de equipamiento y reparación: constituyen el 26% de los costes totales del OPEX.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.2.4.2.	Costes de administración: constituyen el 21% de los costes totales del OPEX.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
4.2.4.3.	Costes misceláneos: constituyen el 17% de los costes totales del OPEX.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.34. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore y costes de operación y mantenimiento (OPEX-Operation Expenditure) anualizado (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factor 4.3. Factores generales de reducción del coste de la energía (COE).

La reducción del coste de la energía (COE), aplicable tanto a aerogeneradores Onshore como Offshore, se constituye como uno de los factores fundamentales en la competitividad de la energía eólica en el mercado energético global y de su desarrollo continuo. El valor medio del coste indexado del coste de la energía (COE) se ha venido reduciendo de manera significativa en los últimos años por parte de los diferentes fabricantes de aerogeneradores. Se indican a continuación los sub-factores de reducción del coste de la energía (COE), los cuales se presentan como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.2.:

Factor 4.3.1.-Factores de economías de escala en la fabricación: de aerogeneradores y de componentes.

Factor 4.3.2.-Mejoras en el desarrollo tecnológico del producto: mejoras de diseño, de estrategias de operación y control de los aerogeneradores.

Factor 4.3.3.-Reducción del tiempo de lanzamiento de nuevos productos.

Factor 4.3.4.-Reducciones de costes en los materiales utilizados: aplicable a componentes.

Factor 4.3.5.-Reducciones de costes en las operaciones de mantenimiento.

Factor 4.4. Factores de costes de materias primas en función del tipo de diseño de aerogenerador Onshore.

Los factores de influencia en los costes del aerogenerador, de sus componentes y de las materias primas

con las que se fabrican están directamente relacionados con el tipo de diseño del aerogenerador Onshore que se ha seleccionado por el fabricante para cumplir las especificaciones requeridas. Existen diferentes configuraciones de diseño y combinaciones de diferentes componentes y tecnologías las cuales influyen de forma fundamental en el coste final del aerogenerador y por lo tanto en el coste de la energía (COE). Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del tipo de diseño del aerogenerador Onshore como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 4.4.1.-Tipo de tren de potencia: estándar, compacto o híbrido.

Factor 4.4.2.-Diámetro de rotor y de área de barrido del rotor.

Factor 4.4.3.-Multiplicadora: diseño con o sin multiplicadora, de varias etapas, transmisión variable.

Factor 4.4.4.-Generador eléctrico: diseño con tipo de generador doblemente alimentado, jaula de ardilla, imanes permanentes, *Direct Drive*, superconductividad.

Factor 4.4.5.-Convertidores: estándar, *Full Converter*.

Factor 4.4.6.-Palas: tipo de materiales (Fibra de carbono, fibra de vidrio), longitud, peso y perfil.

Factor 4.4.7.-Torres: altura y diámetro, tipo de diseño en celosía, acero, hormigón armado, híbridas, etc.

En la matriz de la Figura 4.35. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de Costes de la energía (COE) anualizada y específicamente para los factores generales de reducción del coste de la energía (COE) y para los factores de costes de materias primas en función del tipo de diseño de aerogenerador Onshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2. y 2.6.3.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA ONSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
4.3.	FACTORES GENERALES DE REDUCCIÓN DEL COSTE DE LA ENERGÍA (COE).	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.3.1.	Factores de economías de escala en la fabricación: de aerogeneradores y de componentes.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.3.2.	Mejoras en el desarrollo tecnológico del producto: mejoras de diseño, de estrategias de operación y control de los aerogeneradores.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.3.3.	Reducción del tiempo de lanzamiento de nuevos productos.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.3.4.	Reducciones de costes en los materiales utilizados: aplicable a componentes.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.3.5.	Reducciones de costes en las operaciones de mantenimiento.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.4.	FACTORES DE COSTES DE MATERIAS PRIMAS EN FUNCIÓN DEL TIPO DE DISEÑO DE AEROGENERADOR ONSHORE.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.4.1.	Tipo de tren de potencia: estándar, compacto o híbrido.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.4.2.	Diámetro de rotor y de área de barrido del rotor.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.4.3.	Multiplicadora: diseño con o sin multiplicadora, de varias etapas, transmisión variable.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.4.4.	Generador eléctrico: diseño con tipo de generador doblemente alimentado, jaula de ardilla, imanes permanentes, Direct Drive, superconductividad.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.4.5.	Convertidores: estándar, Full Converter.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.4.6.	Palas: tipo de materiales (Fibra de carbono, fibra de vidrio), longitud, peso y perfil.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
4.4.7.	Torres: altura y diámetro, tipo de diseño en celosía, acero, hormigón armado, híbridas, etc.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factores generales de costes en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.

Figura 4.35. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Onshore y factores generales de reducción del coste de la energía (COE) y para los factores de costes de materias primas (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Incremento de la Producción de Energía Anual (AEP: Annual Energy Production): selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 4 del punto 4.3.3., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen de manera relevante al incremento de la producción de energía anual (AEP) del aerogenerador, lo cual implica una reducción en el coste de la energía (COE) anualizada en un 0,3 % o más.

Factor 5. Factores técnicos de la energía anual producida (AEP): aerogeneradores Onshore.

Dentro de la fórmula del factor fundamental de coste de energía COE anualizada de aerogeneradores Onshore, se encuentra el factor de energía anual producida (AEP). El incremento en valor de este factor contribuye a la disminución del coste de energía (COE) anualizada, siendo la composición de sus subfactores de naturaleza técnica, tal y como se han desarrollado en el apartado 2.6.2.3. Los principales subfactores del factor fundamental de la energía anual producida AEP se indican a continuación de forma conceptual, por su influencia en el valor final del COE anualizado, los cuales se consideran como

palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.3.:

Factor 5.1.-Sub-factores técnicos de la energía anual producida (AEP).

- El viento local y las características climáticas locales del emplazamiento.
- Ubicación de detalle (*micro-siting*) de cada aerogenerador en el emplazamiento.
- Características topográficas del emplazamiento eólico: orografía, rugosidad del terreno y accidentes topográficos (vegetación, colinas, edificios, etc.).
- Velocidad media del viento (m/s) del emplazamiento eólico a la altura del rotor del aerogenerador.
- Diámetro del rotor del aerogenerador.
- Altura del rotor del aerogenerador.

Criterio. Factor de capacidad de un aerogenerador (Capacity Factor): selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 5 del punto 4.3.3., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen de manera relevante a obtener el mayor valor del factor de capacidad, el cual a su vez incide en el aumento de la producción de energía anual (AEP) del aerogenerador, lo cual implica una reducción en el coste de la energía (COE).

Factor 6. Factor de capacidad de un aerogenerador Onshore.

Es la cantidad de energía entregada durante un año dividida por la cantidad de energía que habría sido generada si el aerogenerador hubiera producido el rendimiento máximo a la máxima potencia a lo largo de las 8760 horas de un año completo. La fórmula del cálculo del factor de capacidad de un aerogenerador (EWEA) se indica a continuación, siendo el valor de la energía anual producida (AEP) el factor determinante:

$$\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\text{Annual Energy Production (kWh)}}{\text{WTG name plate capacity (kW)} \times 8760 \text{ hours}} \times 100 \%$$

En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal el factor de capacidad típico está en el rango entre el 25% y el 35%. El factor de capacidad está directamente afectado por una serie de parámetros técnicos del aerogenerador los cuales se desarrollan en el apartado 2.6.2.4. y en el apartado de los factores fundamentales técnicos en este capítulo. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del factor de capacidad, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.4.:

Factor 6.1.-Sub-factores del factor de capacidad.

- Superficie de barrido del rotor (*swept rotor area*).
- Relación óptima entre el diámetro del rotor y la potencia del aerogenerador.
- Factor óptimo de capacidad.
- Factor del recurso de viento local en el emplazamiento.
- Correcta ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento.
- Estudio meteorológico de las condiciones y velocidad del viento en el emplazamiento en las diferentes alturas del mismo (*micro-siting*).

En la matriz de la Figura 4.36. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y del factor de capacidad aerogeneradores Onshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2.3 y 2.6.2.4.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA ONSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
5	FACTORES TÉCNICOS DE LA ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA (AEP): AEROGENERADORES ONSHORE. $CoE = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factor de coste principal en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
5.1.	Sub-factores técnicos de la energía anual producida (AEP). <input type="checkbox"/> El viento local y las características climáticas locales del emplazamiento. <input type="checkbox"/> Ubicación de detalle (micro-siting) de cada aerogenerador en el emplazamiento. <input type="checkbox"/> Características topográficas del emplazamiento eólico: orografía, rugosidad del terreno y accidentes topográficos (vegetación, colinas, edificios, etc.). <input type="checkbox"/> Velocidad media del viento (m/s) del emplazamiento eólico a la altura del rotor del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Diámetro del rotor del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Altura del rotor del aerogenerador.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factor de coste principal en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
6	DE CAPACIDAD DE UN AEROGENERADOR ONSHORE. $\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\text{Annual Energy Production (kWh)}}{\text{WTG name plate capacity (kW)} \times 8760 \text{ hours}} \times 100 \%$	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factor de coste principal en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
6.1.	Sub-factores del factor de capacidad. <input type="checkbox"/> Superficie de barrido del rotor (swept rotor area). <input type="checkbox"/> Relación óptima entre el diámetro del rotor y la potencia del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Factor óptimo de capacidad. <input type="checkbox"/> Factor del recurso de viento local en el emplazamiento. <input type="checkbox"/> Correcta ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento. <input type="checkbox"/> Estudio meteorológico de las condiciones y velocidad del viento en el emplazamiento en las diferentes alturas del mismo (micro-siting).	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factor de coste principal en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.

Figura 4.36. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y factor de capacidad aerogeneradores Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Costes y precio de la energía eólica.

Según el criterio nº 6 del punto 4.3.3., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que afectan a la energía eólica Onshore en el mercado eólico, los cuales a su vez contribuyen en el aumento o disminución del valor del coste de la energía (COE).

Factor 7. Factores de costes y precio de la energía eólica Onshore.

El coste de la energía eólica y el de la electricidad producida mediante aerogeneradores en parques terrestres, está influenciada por una serie de factores tanto técnicos, como económicos y legislativos. El precio medio de la electricidad en el mercado mayorista es el precio objetivo que la generación eólica debe conseguir para poder competir en paridad de costes con el resto de fuentes de generación de energía convencionales. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los coste y precio de la energía eólica como palancas de reducción de costes y elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.8.:

Factor 7.1. Precio medio de la electricidad en el mercado mayorista en España.

El precio medio de la electricidad en España se regula en el mercado mayorista según los organismos OMEL y CNE, siendo este precio de mercado el de referencia a alcanzar por la generación eólica Onshore en la hipótesis de paridad de costes con las energías convencionales, tal y como se ha desarrollado en el punto 2.6.2.8.

Factor 7.2. Opciones del precio de remuneración de la electricidad con primas a la energía eólica Onshore.

En España las diferentes opciones de remuneración de la electricidad en función del tipo de origen de la misma y del tipo de apoyo económico público aplicable según la legislación se constituyen en factores de influencia fundamentales de la energía eólica Onshore y de su coste de energía (COE). Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de las opciones de remuneración de la electricidad de origen eólico, cuyo valor económico o la ausencia del mismo se convierten en fundamentales para la

competitividad actual de la energía eólica Onshore, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.8.:

Factor 7.2.1.-Remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según el Precio de mercado +Prima DT1ª RD 661/2007.

Factor 7.2.2.-Remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según el Precio de mercado +Prima RD 661/2007.

Factor 7.2.3.-Remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según la Tarifa Regulada RD 661/2007.

Factor 7.2.4.-Sin remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según el RD 1/2012.

Factor 7.3. Precio medio en el mercado del aerogenerador Onshore.

El precio medio en €/MW (o €/Kw) en el mercado de un aerogenerador Onshore se utiliza como base de comparación entre las diferentes áreas geográficas como Europa, Asia y América, el cual a su vez se relaciona con el coste de la energía (COE). Se indican a continuación los sub-factores fundamentales a considerar dentro de precio medio en €/MW de la energía eólica Onshore, constituyéndose como palancas de reducción de costes y elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.8.:

Factor 7.3.1.-Precio medio del aerogenerador en €/MW (o \$/Kw) se toma como referencia el precio medio internacional en cada área geográfica como base de comparación.

Factor 7.3.2.-Precio medio del aerogenerador (c€/kWh) calculados en función del régimen de viento existente en el emplazamiento Onshore (régimen de viento: bajo, medio, costero).

Factor 7.3.3.-Re-potenciación de parques eólicos Onshore: potencialmente aportarían un incremento del 20% en la producción de energía anual producida (AEP) con la consiguiente reducción del precio medio del aerogenerador en €/MW (o €/Kw).

En la matriz de la Figura 4.37. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de costes y precio de la energía eólica Onshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2.8.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA ONSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
7	FACTORES DE COSTES Y PRECIO DE LA ENERGÍA EÓLICA ONSHORE.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factor de coste principal en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
7.1.	Precio medio de la electricidad en el mercado mayorista en España.	Económica / Financiera	Costes y precio de la energía eólica. Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
7.2.	Opciones del precio de remuneración de la electricidad con primas a la energía eólica Onshore.	Económica / Financiera	Costes y precio de la energía eólica. Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
7.2.1.	Remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según el Precio de mercado +Prima DT1ª RD 661/2007.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
7.2.2.	Remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según el Precio de mercado +Prima RD 661/2007.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
7.2.3.	Remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según la Tarifa Regulada RD 661/2007.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
7.2.4.	Sin remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según el RD 1/2012.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
7.3.	Precio medio en el mercado del aerogenerador Onshore.	Económica / Financiera	Costes y precio de la energía eólica. Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
7.3.1.	Precio medio del aerogenerador en €/MW (o \$/Kw): se toma como referencia el precio medio internacional en cada área geográfica como base de comparación.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
7.3.2.	Precio medio del aerogenerador (c€/kWh) calculados en función del régimen de viento existente en el emplazamiento onshore (régimen de viento: bajo, medio, costero).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
7.3.3.	Repotenciación de parques eólicos Onshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.37. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de costes y precio de la energía eólica Onshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Aerogeneradores Offshore.

En el caso de los aerogeneradores Offshore gran parte de los factores fundamentales económicos son comunes a los de los aerogeneradores Onshore, aunque presentan una serie de factores fundamentales específicos desde el punto de vista de los factores económicos y financieros, los cuales están asociados a sus características técnicas y que se enumeran a continuación.

Criterio. Existencia e importe de los incentivos fiscales a la energía eólica: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 1 del punto 4.3.3., existencia e importe de los incentivos fiscales a la energía eólica, en el caso de la energía eólica Offshore aplica la misma selección de factores fundamentales que para la energía eólica Onshore.

Factor 8. Primas a la producción de energía renovable eólica: también denominadas primas eólicas y en otros países denominadas *Feed-In Tariff* (FIT) o *Energy Production Payment*. La administración pública abona directamente una cantidad a cada kWh producido en cada parque eólico Offshore una vez cumplidos los requisitos establecidos por la legislación vigente (en España el valor de la prima está regulado según el RD 661/2007 y la orden ITC/3353/2010). El objetivo a medio plazo es la eliminación total de las primas para lo cual se pueden plantear potencialmente diferentes escenarios de disminución de las mismas:

Factor 8.1.-Reducciones anuales progresivas de la prima eólica Offshore: con porcentajes de reducción a determinar por la administración pública.

Factor 8.2.-Reducción anual progresiva de la prima eólica Offshore: reducción anual de un 25% en un periodo de 4 años.

Factor 8.3.-Eliminación total de la prima eólica Offshore: el año de inicio de la aplicación es un factor clave.

Criterio. Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica: selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 2 del punto 4.3.3., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen de manera crítica a la viabilidad y a la rentabilidad financiera de los parques eólicos Offshore, así como a la identificación de los riesgos financieros del proyecto, todo ello debido a la criticidad de los cálculos y supuestos financieros que deben ser tenidos en cuenta para garantizar dicha rentabilidad financiera durante los 20 años de vida útil de un parque eólico Offshore. Los principales factores fundamentales seleccionados en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.3., son los citados a continuación.

Factor 9. Criterios de factibilidad financiera de un parque eólico Offshore.

Es un factor fundamental que evalúa globalmente el proyecto de parque eólico Offshore y su factibilidad desde el punto de vista de la rentabilidad financiera del proyecto y del inversor, así como el proceso de validación del mismo por medio de criterios financieros, tal y como se detalla en el punto 2.6.2.1. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los modelos de inversión de parques eólicos Offshore como palancas de reducción de costes e identificación de riesgos financieros como elementos de mejora potencial:

Factor 9.1.-Validación del criterio financiero de la inversión para los 20 años de vida del parque eólico (hasta los 25 años si se requiere): cálculo de los criterios de rentabilidad financiera, rentabilidad para el inversor y riesgo financiero del parque eólico, mediante la combinación de los factores financieros ROI (Retorno de la Inversión), VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno).

Factor 9.2.-Criterios de factibilidad financiera del parque eólico Offshore. Se determinarán como críticos los factores financieros siguientes y su proyección sostenida en el periodo de vida de la instalación (20 años de vida): cuenta de pérdidas y ganancias anual; beneficios netos anuales, después de intereses, impuestos, deuda y amortizaciones; porcentaje de apalancamiento de la deuda de inversión; años de retorno de la inversión (*Pay-Back*); valor de las primas eólicas anuales.

Factor 10. Factores de costes de inversión de capital en instalaciones eólicas Offshore.

Con objeto de reducir el coste final de generación de la energía eólica Offshore es necesario considerar los principales factores que afectan a los costes de inversión de capital desde el punto de vista financiero en cuanto a configuración técnica del parque eólico Offshore, así como respecto a las potenciales palancas y factores de reducción de la misma. Los factores fundamentales a considerar en este aspecto son los seleccionados a continuación, partiendo de los definidos previamente en el punto 2.6.2.6. del capítulo 2.

Factor 10.1. Factores de influencia en la inversión en función de la configuración técnica.

El rango de inversiones a realizar depende principalmente de los factores técnicos seleccionados en cuanto a la configuración del aerogenerador Offshore y en relación a la ubicación del parque eólico Offshore. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los factores de influencia en la inversión de capital en función de la configuración técnica de las instalaciones de parques eólicos Offshore, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora potencial:

- Potencia del aerogenerador Offshore y potencia total del parque eólico marino.
- Distancia a la costa del punto de conexión en tierra para la evacuación a la red.
- Profundidad de las aguas.
- Tipo de suelo marino.

Factor 10.2. Factores de reducción de costes de inversión en instalaciones eólicas Onshore.

Los principales elementos y factores de reducción de costes de las inversión en instalaciones eólicas Offshore deben ser considerados como factores fundamentales por su incidencia en el coste de la energía (COE), tal y como se han desarrollado en detalle en el punto 2.6.2.6. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los factores que actúan como palanca de reducción potencial de costes de inversión en instalaciones eólicas Offshore y como elementos de mejora potencial:

La mejora del factor de capacidad (o de carga): permitiría reducir los costes normalizados de energía en

torno a 0,85 c€/2010/kWh para parques instalados en 2020.

-Factor de capacidad del aerogenerador Offshore: mediante la mejora estimada por medio de la evolución y modificaciones del producto, permitiría reducir los costes normalizados de la energía en torno a 0,85 c€/2010/kWh para parques Offshore instalados en 2020. Esto representaría aproximadamente el 44% del potencial de reducción en el coste de generación de la eólica marina de gran potencia.

-Costes de inversión de capital (CAPEX): la reducción de los mismos se puede obtener por medio de la evolución tecnológica de los aerogeneradores Offshore y en las técnicas de ejecución, transporte y montaje, que contribuirían potencialmente con un 35% de la disminución de costes normalizados de energía Offshore (~1,6 c€/2010/kWh).

-Costes de operación (OPEX): son del entorno de 0,85 c€/2010/kWh y constituyen el restante 20% del potencial de reducción de costes estimado, en los que hay mayor margen de reducción que en las instalaciones en tierra, siguiendo una curva de aprendizaje tecnológico.

Factor 10.3. Factores de influencia en la inversión en función de la distancia a la costa del emplazamiento marino.

En los parques eólicos Offshore los costes de la inversión de la instalación están influenciados por una variación de los costes de la misma en función del parámetro técnico de la distancia a la costa del emplazamiento marino donde se instala el parque Offshore. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los factores de influencia de distancia a la costa como palancas de reducción de costes y elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.6.:

Factor 10.3.1.-Costes de instalación: a grandes distancias de la costa se incrementan los costes de instalación debido al incremento del tiempo de operación y tiempo de transporte.

Factor 10.3.2.-Costes del transporte: se incrementan en tiempo y costes al incrementarse la distancia desde el puerto hasta el emplazamiento marino.

Factor 10.3.3.-Costes de conexión a la red eléctrica: hay un factor fundamental afectado por la distancia a la costa como es la instalación del cable submarino de conexión a la red, donde a mayor distancia a la costa se presentan mayores costes de instalación (horas de barco de instalación del cable en el fondo marino).

Factor 10.4. Factores de influencia en la inversión en función del incremento de la profundidad de las aguas del emplazamiento marino.

En los parques eólicos Offshore los costes de la inversión de la instalación están influenciados por una variación de los costes de la misma en función del parámetro técnico del incremento de la profundidad de las aguas del emplazamiento marino donde se instala el parque Offshore. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los factores de influencia de incremento de la profundidad de las aguas como palancas de reducción de costes y elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.6.:

Factor 10.4.1.-Costes de la cimentación en el lecho marino: a mayor profundidad los costes se incrementan.

Factor 10.4.2.-Costes de la subestructura metálica: a mayor profundidad los costes se incrementan.

En la matriz de la Figura 4.38. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de Existencia e importe de los incentivos fiscales a la energía eólica, Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2., 2.6.2.1. y 2.6.2.6.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
8	PRIMAS A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE.	Económica / Financiera	Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica Offshore.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	Valor de la prima (c€/MWh)	INCREMENTO DEL COE: Incremento del coste actual de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
8.1	Reducciones anuales progresivas de la prima eólica Offshore (con porcentajes de reducción a determinar por la administración pública)	Económica / Financiera	Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica Offshore.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	Valor de la prima (c€/MWh)	INCREMENTO DEL COE: Incremento del coste actual de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
8.2	Reducción anual progresiva de la prima eólica Offshore (reducción anual de un 25% en un periodo de 4 años)	Económica / Financiera	Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica Offshore.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	Valor de la prima (c€/MWh)	INCREMENTO DEL COE: Incremento del coste actual de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
8.3	Eliminación total de la prima eólica Offshore	Económica / Financiera	Regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica Offshore.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica sin ayudas públicas.	Valor de la prima (c€/MWh)	INCREMENTO DEL COE: Incremento del coste actual de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
9	CRITERIOS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore.	Rentabilidad financiera del proyecto y del inversor.	-	<u>Factibilidad financiera del proyecto eólico Offshore:</u> competitividad en costes de inversión y de explotación.
9.1	Validación del criterio financiero de la inversión para los 20 años de vida del parque eólico Offshore: combinación de los factores financieros ROI (Retorno de la Inversión), VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno).	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore.	Rentabilidad financiera del proyecto y del inversor.	-	<u>Factibilidad financiera del proyecto eólico Offshore:</u> competitividad en costes de inversión y de explotación.
9.2	Criterios de factibilidad financiera del parque eólico Offshore: cuenta de pérdidas y ganancias anual; beneficios netos anuales, después de intereses, impuestos, deuda y amortizaciones; porcentaje de apalancamiento de la deuda de inversión; años de retorno de la inversión (Pay-Back); valor de las primas eólicas anuales.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore.	Rentabilidad financiera del proyecto y del inversor.	-	<u>Factibilidad financiera del proyecto eólico Offshore:</u> competitividad en costes de inversión y de explotación.
10	FACTORES DE COSTES DE INVERSIÓN DE CAPITAL EN INSTALACIONES EÓLICAS OFFSHORE.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore.	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión CAPEX.	-	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).
10.1	Factores de influencia en la inversión en función de la configuración técnica. -Potencia del aerogenerador Offshore y potencia total del parque eólico marino. -Distancia a la costa del punto de conexión en tierra para la evacuación a la red. -Profundidad de las aguas. -Tipo de suelo marino.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore.	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión CAPEX.	-	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión (CAPEX).
10.2	Factores de reducción de costes de inversión en instalaciones eólicas Offshore. -Factor de capacidad del aerogenerador Offshore. -Costes de inversión de capital (CAPEX). -Costes de operación (OPEX).	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore.	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión CAPEX.	-	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).
10.3	Factores de influencia en la inversión en función de la distancia a la costa del emplazamiento marino.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore.	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión CAPEX.	-	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión (CAPEX).
10.3.1.	Costes de instalación: a grandes distancias de la costa se incrementan los costes de instalación debido al incremento del tiempo de operación y tiempo de transporte.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
10.3.2.	Costes del transporte: se incrementan en tiempo y costes al incrementarse la distancia desde el puerto hasta el emplazamiento marino.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
10.3.3.	Costes de conexión a la red eléctrica: la instalación del cable submarino de conexión a la red a mayor distancia a la costa se presentan mayores costes de instalación	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
10.4	Factores de influencia en la inversión en función del incremento de la profundidad de las aguas del emplazamiento marino.	Económica / Financiera	Criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore.	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión CAPEX.	-	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).
10.4.1.	Costes de la cimentación en el lecho marino: a mayor profundidad los costes se incrementan.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
10.4.2.	Costes de la subestructura metálica: a mayor profundidad los costes se incrementan.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.38. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de regulaciones, primas e incentivos fiscales a la energía eólica Offshore y criterios financieros de viabilidad y rentabilidad financiera de la energía eólica Offshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Costes de la energía (COE) anualizada Offshore: selección de factores fundamentales.

Para el caso de los aerogeneradores Offshore aplican los mismos criterios de selección de factores fundamentales que los descritos para los modelos Onshore, según el criterio nº 3 del punto 4.3.3., reducción del coste de la energía (COE) anualizado en aerogeneradores Onshore y Offshore, mediante el cual se procede a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen cada uno de ellos a su reducción en valores relevantes del COE anualizado, al considerarse factores incluidos dentro del parteo del 80% de cada componente de la fórmula del COE anualizado (ver bibliografía del punto 2.6. del capítulo 2). Al estar el coste de la energía (COE) anualizada Offshore compuesto por varios factores, se plantea en primer lugar la identificación de los factores del COE anualizado sobre los que es posible actuar desde el sector eólico Offshore y llevar a cabo nuevos desarrollos de diseño de producto, propuestas de mejoras y poder gestionar modificaciones desde el propio sector eólico con objeto de obtener una reducción del coste de la energía (COE) anualizado Offshore. Sobre los componentes de la fórmula del coste de la energía (COE) anualizada Offshore se seleccionan a su vez los factores fundamentales específicos de la energía eólica Offshore desde el punto de vista económico y financiero, que afectan a su reducción. Los factores fundamentales específicos de los aerogeneradores Offshore, seleccionados en función de los criterios de selección previamente establecidos en el punto 4.3.3., son los citados a continuación.

Factor 11. Coste de la Energía (COE) anualizada Offshore en €/kWh.

En el caso de los aerogeneradores Offshore aplican los mismos criterios y factores de costes que para los de tipo Onshore (ver Factor 3.), excepto en los componentes y sistemas específicos de los aerogeneradores Offshore. El efecto de la disminución del coste de la energía eléctrica producida de origen eólico Offshore, es que el coste de la energía eólica puede aproximarse o igualar los costes de paridad en €/kWh de las fuentes de energía convencionales. Por todo ello este factor es determinante y fundamental, según la bibliografía consultada (ver capítulo 2). Sobre los factores que componen el coste de la energía (COE) anualizada se seleccionan, a su vez, los factores fundamentales específicos de la energía eólica Offshore desde el punto de vista económico y financiero que afectan a la reducción del coste de la energía (COE) anualizada de los aerogeneradores Offshore (según el punto 4.3.3.). El resto de factores no analizados en este Factor 11 son comunes a los de la energía eólica Onshore. No se consideran, por estar fuera del alcance de la tesis, los factores exógenos que afectan al coste de la energía (COE) anualizado y en particular a los costes de inversión de capital (CAPEX), como son los costes de capital e intereses del capital, los costes de los terrenos de instalación o de emplazamientos marinos o su alquiler y los costes de comisionado del aerogenerador en el parque eólico.

Factor 11.1. Factores de costes de inversión de capital (CAPEX) anualizado: aerogeneradores Offshore.

Se considera el factor genérico costes de inversión de capital (CAPEX) como un factor fundamental, teniendo sub-factores que lo componen. Es preciso tener en cuenta el peso específico de cada uno de los factores del CAPEX, en porcentaje sobre el total del coste, tal y como se ha desarrollado en el apartado 2.6.2.5. del capítulo 2 (ver Figuras 2.6.18. y 2.6.19.). Se han seleccionado aquellos factores que por su entidad de contribución económica al coste CAPEX, pueden aportar cada uno una reducción del coste de energía COE anualizada Offshore, o en su defecto sumando varios factores dentro del mismo concepto alcanzar un umbral relevante. En función de los criterios de selección del punto 4.3.3., los factores fundamentales seleccionados para los costes de inversión de capital (CAPEX) anualizado y que son específicos de los aerogeneradores Offshore, se citan a continuación, siendo el resto de factores de costes los mismos que los seleccionados para los aerogeneradores Onshore.

Factor 11.1.1. Costes de fabricación del aerogenerador Offshore (€/MW).

El porcentaje de contribución del aerogenerador Offshore sobre el coste de capital CAPEX anualizado está en el rango entre el 40% y el 51% del coste total de la instalación (ver apartado 2.6.2.5. del capítulo 2). El objetivo planteado, con objeto de reducir el coste de energía (COE) anualizada, es la reducción de los costes totales del aerogenerador Offshore en €/MW, con un valor objetivo de reducción global del coste de la energía (COE) que está entre el 10 y el 20% según los objetivos planteados al mercado por diferentes fabricantes de aerogeneradores Offshore. En relación a los costes de fabricación de los principales componentes de un aerogenerador Offshore, se seleccionan en este apartado sus componentes específicos y diferenciales, así como los sub-factores que los componen. El resto de factores son comunes a los de los aerogeneradores Onshore, los cuales se han desarrollado en el Factor 3.1.1. y sus sub-factores. El conjunto de elementos asociados al anclaje del aerogenerador Offshore al fondo marino, denominado

BoP (*Balance of Plant*), el cual está compuesto por la subestructura metálica, la pieza de transición (de unión de la subestructura de cimentación con la torre) y la cimentación marina contribuyen con un porcentaje sobre el coste total del aerogenerador Offshore de un 19%. Según el criterio de aportación al coste de energía COE anualizado Offshore y a su potencial reducción, y de acuerdo a los criterios de selección de factores del punto 4.3.3. se consideran los siguientes factores en este apartado.

Factor 11.1.1.1. Coste de la subestructura metálica del aerogenerador Offshore.

Incluye los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de la subestructura metálica montada sobre la cimentación marina, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 11.1.1.1.1.-Tipo de diseño de subestructura metálica: Monopilote, Trípode y Tri-pilote (3 pilotes), Jacket o celosía, Base de gravedad, Flotante (actualmente en desarrollo).

Factor 11.1.1.1.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de sub-estructura metálica: tipo de chapa, estructura metálica, hormigón, bridas forjadas y componentes internos.

Factor 11.1.1.1.3.-Diseño y geometría de la subestructura metálica: espesor de materiales de chapa, nº de tramos, nº de bridas de unión, diámetro de tramos, peso total y de cada tramo.

Factor 11.1.1.1.4.-Longitud de la subestructura metálica: influencia en el peso total y en los costes totales.

Factor 11.1.1.1.5.-Dimensiones externas de la subestructura metálica: condicionamientos de transporte en tierra y en el mar.

Factor 11.1.1.1.6.-Optimización de los procesos de fabricación: tramos de subestructura metálica y montaje de elementos internos.

Factor 11.1.1.2. Coste de la pieza de transición del aerogenerador Offshore.

Incluye los materiales y las operaciones de montaje de componentes internos. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de la pieza de transición de unión con la torre y montada sobre la subestructura metálica, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 11.1.1.2.1.-Tipo de diseño de la pieza de transición: la especificación de diseño afecta directamente a los costes.

Factor 11.1.1.2.2.-Costes de materias primas en relación al tipo de diseño de la pieza de transición: tipo de chapa, bridas forjadas y componentes internos.

Factor 11.1.1.2.3.-Diseño y geometría de la pieza de transición: espesor de materiales de chapa, nº de tramos, nº de bridas de unión, diámetro de tramos, peso total y de cada tramo.

Factor 11.1.1.2.4.-Longitud de la pieza de transición: influencia en el peso total y en los costes totales.

Factor 11.1.1.2.5.-Dimensiones externas de la pieza de transición: condicionamientos de transporte en tierra y en el mar.

Factor 11.1.1.2.6.-Optimización de los procesos de fabricación: tramos de pieza de transición y montaje de elementos internos.

Factor 11.1.1.3. Costes de la cimentación submarina Offshore.

Las cimentaciones submarinas en parques eólicos Offshore se encuentran dentro del capítulo de inversiones de costes de capital (CAPEX). Sus características y tipología están influidas por el tipo de lecho marino sobre el que se instalan. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de las cimentaciones Onshore como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora según se ha desarrollado en el punto 2.6.2.5.:

Factor 11.1.1.3.1.-Tipo de diseño de cimentación y de proceso de instalación submarina seleccionado.

Factor 11.1.1.3.2.-Costes de materias primas en relación al tipo y diseño de cimentación submarina: forjado, hormigón, bridas forjadas, anclajes metálicos, grava de retención de la cimentación (*Scour*).

Factor 11.1.1.3.3.-Proceso de fraguado y fabricación de la cimentación: realizado en el mar con el barco de cimentación.

Factor 11.1.1.3.4.-Tiempo de realización de la operación completa de cimentación: horas.

Factor 11.1.1.3.5.-Optimización de los procesos de cimentación: Proceso de fraguado y fabricación de la cimentación: realizado en el mar con el barco de cimentación.

Factor 11.1.1.4. Coste del cable submarino Offshore.

El cable submarino Offshore pueden ser del tipo *Array* (unión entre aerogeneradores en el mar) y *Export* (transporte de la energía a la subestación en tierra). La tipología, características técnicas y distancia a la costa del parque Offshore son factores fundamentales de influencia en el coste del mismo. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del cable submarino Offshore, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.1.:

Factor 11.1.1.4.1.-Tipo de cable submarino Offshore: para el tipo de cable *Export* se pueden dar dos tipologías con impacto en los costes.

- Alta Tensión en corriente alterna (HVAC , *High Voltage Alternate Current*).
- Alta Tensión en corriente continua (HVDC, *High Voltage Direct Current*).

Factor 11.1.1.4.2.-Materias primas: cantidad total utilizada por metro de cable de cobre, aluminio y materiales plásticos (cubierta y aislantes).

Factor 11.1.1.4.3.-Sección del cable (mm²).

Factor 11.1.1.5. Costes de transporte Offshore.

El factor de los costes de transporte presenta unos costes variables en función del mercado y está asociado a la ubicación de las plantas de componentes de los proveedores, de las plantas de montaje de nacelles, del puerto de embarque y de los parques Offshore. Los factores de coste de transporte terrestre seleccionados para los aerogeneradores Onshore son también de aplicación a los aerogeneradores Offshore (Factor 3.1.1.13.). Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del transporte de componentes Offshore como elementos de mejora y como palancas de reducción de costes, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.3.:

Factor 11.1.1.5.1.-Tipo de barco de transporte de componentes: proyectos de optimización del tipo de transporte en barco seleccionado en función de las economías de escala, la localización de los proveedores y de las plantas de nacelles, respecto a los emplazamientos del puerto de embarque y de los parque eólicos Offshore.

Factor 11.1.1.5.2.-Componentes pre-montados antes del embarque en el puerto: reducción del tiempo de carga y de manipulación.

Factor 11.1.1.5.3.-Selección del puerto de carga: ubicación del puerto próximo a los parques Offshore y con dotación de elementos de carga.

Factor 11.1.1.5.4.-Tipo de barco de transporte e instalación seleccionado: selección de barco optimizada para combinar las mínimas operaciones de carga en puerto, selección de un barco mixto de transporte e instalación en emplazamiento para optimizar los costes de transporte.

Factor 11.1.1.5.5.-Factores de influencia en los costes del transporte de componentes: los factores de costes de transporte Onshore también afectan al transporte Offshore, en los siguientes sub-factores.

- Desarrollo de proyectos de optimización del tipo de transporte seleccionado.
- Economías de escala.
- Localización de los proveedores y de las plantas de nacelles.
- Distancia a los emplazamientos de los parque eólicos.

Factor 11.2. Costes de la infraestructura eléctrica Offshore.

El porcentaje de contribución de la infraestructura eléctrica en parques eólicos Offshore sobre el coste de inversión de capital (CAPEX) está en el rango del 14% del coste total de la instalación, según se ha desarrollado en el punto 2.6.2.5. Incluyen múltiples componentes eléctricos, como son las subestaciones Offshore, la conexión del cable submarino, las celdas de transformación eléctricas, cuyos componentes quedan fuera del alcance de la tesis. Como referencia se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de la infraestructura eléctrica Offshore como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora:

Factor 11.2.1.-Tipo de configuración eléctrica seleccionada: tipología de celdas y transformadores; tensión alterna o continua.

Factor 11.2.2.-Costes de componentes en relación al tipo y diseño de configuración eléctrica seleccionada.

Factor 11.3. Costes de instalación Offshore: El porcentaje de contribución de los costes de instalación en

parques eólicos Offshore sobre el coste de inversión de capital (CAPEX) anualizado está incluido dentro del capítulo general de los costes de instalación de la sub-estructura metálica y la pieza de transición en el parque marino. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los costes de instalación Offshore como palancas de reducción de costes y elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.3.4.:

Factor 11.3.1.-[Planificación de las operaciones de instalación en el parque marino](#): con reducción de tiempos improductivos (*Downtime*).

Factor 11.3.2.-[Disponibilidad de la tipología de barcos de instalación especificada](#): mediante la gestión de reserva de la disponibilidad del tipo adecuado de barcos de instalación se obtienen optimizaciones de los costes de instalación.

Factor 11.3.3.-[Costes de instalación del aerogenerador en el emplazamiento marino \(€/hora\)](#): reducción y minimización del nº de operaciones de montaje en el emplazamiento al instalar subconjuntos pre-montados (buje con palas pre-instaladas, torres con tramos pre-montados, nacelle completa).

Factor 11.3.4.-[Tiempo medio de instalación del aerogenerador Offshore completo en el emplazamiento marino](#).

Factor 11.3.5.-[Tipología y características del barco de transporte y montaje](#): selección del tipo en función del modelo de aerogenerador, ubicación y tipo de parque Offshore.

Factor 11.3.6.-[Tipo de método de pre-montaje e instalación utilizado en el emplazamiento marino](#). Se obtendrán reducciones de costes en función del tipo seleccionado entre los siguientes (ver punto 2.6.3.4.):

- Pre-montaje en puerto.
- Montajes y pre-montajes en puerto.
- Montaje e instalación en parque marino.

Factor 11.3.7.-[Características, equipamiento y localización del puerto de embarque del aerogenerador Offshore](#) (ver punto 2.6.3.4.): potenciales reducciones de costes en tiempo de pre-montaje, carga y tipo de transporte a realizar.

Factor 11.3.8.-[Costes de puesta en marcha del aerogenerador Offshore en el emplazamiento marino](#).

En las matrices de las Figuras 4.39. y 4.40. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de Costes de la energía (COE) anualizada Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2.2., 2.6.2.5., 2.6.3., 2.6.3.1., 2.6.3.2., 2.6.3.3. y 2.6.3.4.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
11.	Coste de la Energía (COE) anualizada Offshore en €/kWh $CoE = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía eólica Offshore (€/kWh).	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica por medio de Reducción del coste del precio de la energía eólica (€/kWh).	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.1.	Costes de inversión de capital (CAPEX) anualizado: aerogeneradores Offshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital (CAPEX).	Factor de coste principal en el COE anualizado Offshore.	-	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.1.1.	Costes de fabricación de un aerogenerador Offshore (€/MW)	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital (CAPEX).	Entre el 40% y el 51% del coste de inversión total de la instalación (CAPEX).	64 - 80	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.1.1.1.	Coste de la subestructura metálica del aerogenerador Offshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital (CAPEX).	El BoP (Balance of Plant) constituye approx. el 19% del coste del aerogenerador Offshore (CAPEX).	-	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.1.1.1.1.	Tipo de diseño de subestructura metálica: Monopilote, Trípod y Tri-pilote (3 pilotes), Jacket o celosía, Base de gravedad, Flotante (actualmente en desarrollo).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.1.2.	Costes de materias primas en relación al tipo de sub-estructura metálica: tipo de chapa, estructura metálica, hormigón, bridas forjadas y componentes internos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.1.3.	Diseño y geometría de la subestructura metálica: espesor de materiales de chapa, nº de tramos, nº de bridas de unión, diámetro de tramos, peso total y de cada tramo.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.1.4.	Longitud de la subestructura metálica: influencia en el peso total y en los costes totales.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.1.5.	Dimensiones externas de la subestructura metálica: condicionamientos de transporte en tierra y en el mar.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.1.6.	Optimización de los procesos de fabricación: tramos de subestructura metálica y montaje de elementos internos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.2.	Coste de la pieza de transición del aerogenerador Offshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital (CAPEX).	El BoP (Balance of Plant) constituye approx. el 19% del coste del aerogenerador Offshore (CAPEX).	-	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.1.1.2.1.	Tipo de diseño de la pieza de transición: la especificación de diseño afecta directamente a los costes.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.2.2.	Costes de materias primas en relación al tipo de diseño de la pieza de transición: tipo de chapa, bridas forjadas y componentes internos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.2.3.	Diseño y geometría de la pieza de transición: espesor de materiales de chapa, nº de tramos, nº de bridas de unión, diámetro de tramos, peso total y de cada tramo.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.2.4.	Longitud de la pieza de transición: influencia en el peso total y en los costes totales.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.2.5.	Dimensiones externas de la pieza de transición: condicionamientos de transporte en tierra y en el mar.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.2.6.	Optimización de los procesos de fabricación: tramos de pieza de transición y montaje de elementos internos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.3.	Costes de la cimentación submarina Offshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital (CAPEX).	El BoP (Balance of Plant) constituye approx. el 19% del coste del aerogenerador Offshore (CAPEX).	15	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.1.1.3.1.	Tipo de diseño de cimentación y de proceso de instalación submarina seleccionado.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.3.2.	Costes de materias primas en relación al tipo y diseño de cimentación submarina: forjado, hormigón, bridas forjadas, anclajes metálicos, grava de retención de la cimentación (Scour).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.3.3.	Proceso de fraguado y fabricación de la cimentación: realizado en el mar con el barco de cimentación.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.3.4.	Tiempo de realización de la operación completa de cimentación: horas.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.3.5.	Optimización de los procesos de cimentación: Proceso de fraguado y fabricación de la cimentación: realizado en el mar con el barco de cimentación.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.4.	Coste del cable submarino Offshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital (CAPEX).	El coste está en función de la distancia a la costa y del tipo de cable, afectando al coste del aerogenerador Offshore (CAPEX).	6	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.1.1.4.1.	Tipo de cable submarino Offshore: para el tipo de cable Export se pueden dar dos tipologías con impacto en los costes . <input type="checkbox"/> Alta Tensión en corriente alterna (HVAC , High Voltage Alternate Current). <input type="checkbox"/> Alta Tensión en corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.4.2.	Materias primas: cantidad total utilizada por metro de cable de cobre, aluminio y materiales plásticos (cubierta y aislantes).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.4.3.	Sección del cable (mm2).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.39. Matriz I de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Offshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
11.1.1.5.	Costes de transporte Offshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Coste de inversión de capital (CAPEX) Offshore.	-	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.1.1.5.1.	Tipo de barco de transporte de componentes: proyectos de optimización del tipo de transporte en barco seleccionado en función de las economías de escala, la localización de los proveedores y de las plantas de nacelles, respecto a los emplazamientos del puerto de embarque y de los parque eólicos offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.5.2.	Componentes pre-montados antes del embarque en el puerto: reducción del tiempo de carga y de manipulación.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.5.3.	Selección del puerto de carga: ubicación del puerto próximo a los parques offshore y con dotación de elementos de carga.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.5.4.	Tipo de barco de transporte e instalación seleccionado: selección de barco optimizada para combinar las mínimas operaciones de carga en puerto, selección de un barco mixto de transporte e instalación en emplazamiento para optimizar los costes de transporte.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.1.1.5.5.	Factores de influencia en los costes del transporte de componentes: • Desarrollo de proyectos de optimización del tipo de transporte seleccionado. • Economías de escala. • Localización de los proveedores y de las plantas de nacelles. • Distancia a los emplazamientos de los parque eólicos.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.2.	Costes de la infraestructura eléctrica Offshore	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 14% del coste total de inversión del aerogenerador Offshore (CAPEX).	14	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.2.1.	Tipo de configuración eléctrica seleccionada: tipología de celdas y transformadores; tensión alterna o continua.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.2.2.	Costes de componentes en relación al tipo y diseño de configuración eléctrica seleccionada.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.3.	Costes de instalación del aerogenerador Offshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore y de los costes de inversión de capital de los aerogeneradores (CAPEX).	Approx. el 23-27% del coste total de inversión del aerogenerador Offshore (CAPEX).	23-27	DISMINUCIÓN DEL CAPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.3.1.	Planificación de las operaciones de instalación en el parque marino: con reducción de tiempos improductivos (Downtime).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.3.2.	Disponibilidad de la tipología de barcos de instalación especificada: mediante la gestión de reserva de la disponibilidad del tipo adecuado de barcos de instalación se obtienen optimizaciones de los costes de instalación.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.3.3.	Costes de instalación del aerogenerador en el emplazamiento marino (€/hora): reducción y minimización del nº de operaciones de montaje en el emplazamiento al instalar subconjuntos premontados (bujes con palas pre-instaladas, torres con tramos pre-montados, nacelle completa).	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.3.4.	Tiempo medio de instalación del aerogenerador Offshore completo en el emplazamiento marino.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.3.5.	Tipología y características del barco de transporte y montaje: selección del tipo en función del modelo de aerogenerador, ubicación y tipo de parque Offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.3.6.	Tipo de método de pre-montaje e instalación utilizado en el emplazamiento marino. Se obtendrán reducciones de costes en función del tipo seleccionado entre los siguientes: • Pre-montaje en puerto. • Montajes y pre-montajes en puerto. • Montaje e instalación en parque marino.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.3.7.	Características, equipamiento y localización del puerto de embarque del aerogenerador Offshore: potenciales reducciones de costes en tiempo de pre-montaje, carga y tipo de transporte a realizar.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.3.8.	Costes de puesta en marcha del aerogenerador Offshore en el emplazamiento marino.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.40. Matriz II de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Offshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Factor 11.4. Factores de costes de operación y mantenimiento (OPEX) anualizado: aerogeneradores Offshore.

Los costes de operación y mantenimiento (OPEX-*Operation Expenditure*) incluyen los siguientes factores los cuales son similares a los del tipo Onshore: costes de operación, costes de mantenimiento del aerogenerador Offshore a lo largo de la vida del proyecto y costes de fallos en garantías. El porcentaje de contribución de los costes de operación y mantenimiento (OPEX) anualizado en parques eólicos Offshore es del orden del 31% del coste total anualizado de la instalación eólica. Se indican a continuación los subfactores a considerar dentro de los costes de operación y mantenimiento como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.7.:

Factor 11.4.1. Mantenimiento programado Offshore: mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo.

Los factores que son fundamentales dentro de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores Offshore son los mantenimientos programados, cuyos costes deben ser minimizados con objeto de reducir los costes de operación y mantenimiento (OPEX), con objeto de evitar la aparición de paradas inesperadas de los aerogeneradores Offshore y de esta forma incurrir en costes de flujo cesante y pérdida de venta de electricidad que se podría haber producido.

Factor 11.4.2. Mantenimiento predictivo Offshore.

El mantenimiento predictivo de los aerogeneradores Offshore es un factor fundamental para poder contener los costes de operación y mantenimiento (OPEX), siendo la reducción de costes del mismo un factor de reducción de los costes OPEX. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del mantenimiento predictivo como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.7.:

Factor 11.4.2.1.-Sistema de monitorización de la condición del aerogenerador en operación (CSM–Condition Monitoring System): es uno de los sistemas de gestión del mantenimiento más avanzados y es la base para prevenir fallos de componentes del aerogenerador Offshore y paradas totales del mismo.

Factor 11.4.2.2.-Sistemas de mantenimiento de gestión de la salud del sistema denominados *Health Monitoring System* (HMS): actúan mediante algoritmos informáticos y sensores para valorar los análisis de prognosis del aerogenerador Offshore y sus componentes, pudiéndose de esta forma planificar las intervenciones de mantenimiento antes de que se produzca el fallo del componente.

Factor 11.4.3. Disponibilidad operacional.

El factor de disponibilidad operacional presenta un valor real del 90% aproximadamente de disponibilidad del aerogenerador Offshore. Considera dentro del alcance el tiempo de mantenimiento correctivo y preventivo, el tiempo de logística y el tiempo administrativo y la fórmula que lo define es la expresada a continuación.

$$A_o = \frac{MTBM}{MTBM + MDT}$$

MTBM: *Mean Time Between Maintenance* (tiempo medio entre intervenciones de mantenimiento).

MDT: *Mean Down Time* (tiempo medio de parada de máquina).

El incremento en valor de este factor contribuye a la disminución de los costes de operación (OPEX) al estar el aerogenerador Offshore mayor tiempo en funcionamiento y contribuye a la disminución del coste de energía (COE) Offshore anualizada. Se indican a continuación los sub-factores que afectan y a considerar dentro de factor de disponibilidad operacional, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.7.:

Factor 11.4.3.1.-Diseño del aerogenerador Offshore para la fiabilidad: en función del tipo de diseño el mantenimiento del aerogenerador se realiza en función de garantizar la máxima disponibilidad y de prolongar la vida operativa útil del aerogenerador.

Factor 11.4.3.2.-Programas de mantenimiento preventivo: el tipo de programa de mantenimiento preventivo se puede realizar en función de las características específicas del parque eólico Offshore, obteniendo reducciones en los costes de operación y disminuyendo el riesgo de las intervenciones de mantenimiento.

Factor 11.4.4. Costes medios de operación y mantenimiento (OPEX) de aerogeneradores Offshore.

La distribución típica de los costes medios de operación y mantenimiento (OPEX) Offshore presenta varios factores con alto porcentaje de contribución, sobre los cuales una reducción de los costes de los mismos contribuye a la disminución de los costes de operación (OPEX). Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los costes medios de operación y mantenimiento como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.7.:

Factor 11.4.4.1.-Costes de equipamiento y reparación: constituyen el 53% de los costes totales del OPEX Offshore. Incluyen los costes de componentes y equipamiento del aerogenerador Offshore y su reparación o intervención.

Factor 11.4.4.2.-Costes de Seguros, mantenimiento de conexión a la red y gastos de emplazamiento: constituyen el 24% de los costes totales del OPEX Offshore. Incluyen los costes de aseguramiento, los costes asociados a la conexión a la red y a su mantenimiento, los costes generados por la utilización del emplazamiento marino.

Factor 11.4.4.3.-Costes de acceso del personal: constituyen el 9% de los costes totales del OPEX Offshore. Incluyen los costes de transporte del personal de mantenimiento para acceder al emplazamiento Offshore, el cual se realiza mediante barcos o helicópteros.

Factor 11.4.4.4.-Costes de barcos de instalación y reparación: constituyen el 8% de los costes totales del OPEX Offshore. Incluyen los costes de alquiler o contrato de utilización de los barcos especializados para llevar a cabo las reparaciones e instalación de componentes.

Factor 11.4.4.5.-Costes de personal: constituyen el 6% de los costes totales del OPEX Offshore. Incluyen los costes del personal especializado de mantenimiento y reparación de los aerogeneradores Offshore.

En el caso de los modelos de aerogeneradores Offshore hay una serie de factores económicos fundamentales que son comunes a los de los aerogeneradores Onshore, los cuales son aplicables a los modelos Offshore y se han seleccionado en los siguientes factores: Factor 4.1.1.10. Factores de coste de las materias primas de los componentes; Factor 4.1.1.11. Factores de coste de la cadena de suministro; Factor 4.1.1.12. Coste de las operaciones de montaje de los componentes y sistemas en la nacelle; Factor 4.3. Factores generales de reducción del coste de la energía (COE) y Factor 4.4. Factores de costes de materias primas en función del tipo de diseño de aerogenerador Onshore.

Los factores de cadena de suministro Offshore relativa a los tipos de puertos y tipos de barco se han incluido dentro de los factores de transporte y de cadena de suministro: Factor 11.1.1.5. Costes de transporte Offshore y Factor 4.1.1.11. Factores de coste de la cadena de suministro.

En la matriz de la Figura 4.41. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de Costes de la energía (COE) anualizada y específicamente los factores de costes de operación y mantenimiento (OPEX-*Operation Expenditure*) anualizado Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2.7.

	MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS					
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
11.4.	FACTORES DE COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX) ANUALIZADO: AEROGENERADORES OFFSHORE.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX) Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado. Aprox. el 31% del coste total anualizado de la instalación eólica Offshore	31	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.4.1.	Mantenimiento programado: mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX) Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado. Aprox. el 31% del coste total anualizado de la instalación eólica Offshore	-	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.4.2.	Mantenimiento predictivo.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX) Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado. Aprox. el 31% del coste total anualizado de la instalación eólica Offshore	-	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.4.2.1.	Sistema de monitorización de la condición del aerogenerador Offshore en operación (CSM – Condition Monitoring System)	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.4.2.2.	Sistemas de mantenimiento de gestión de la salud del sistema denominados Health Monitoring System (HMS)	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.4.3.	Disponibilidad operacional (Offshore).	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX) Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado. Aprox. el 31% del coste total anualizado de la instalación eólica Offshore	-	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.4.3.1.	Diseño del aerogenerador Offshore para la fiabilidad.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.4.3.2.	Programas de mantenimiento preventivo: tipo de programa de mantenimiento preventivo en función de las características específicas del parque eólico Offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.4.4.	Costes medios de operación y mantenimiento (OPEX) de aerogeneradores Offshore.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada y de los costes de costes de operación y mantenimiento (OPEX) Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado. Aprox. el 31% del coste total anualizado de la instalación eólica Offshore	-	DISMINUCION DEL OPEX: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
11.4.4.1.	Costes de equipamiento y reparación: constituyen el 53% de los costes totales del OPEX Offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.4.4.2.	Costes de Seguros, mantenimiento de conexión a la red y gastos de emplazamiento: constituyen el 24% de los costes totales del OPEX Offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.4.4.3.	Costes de acceso del personal: constituyen el 9% de los costes totales del OPEX Offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.4.4.4.	Costes de barcos de instalación y reparación: constituyen el 8% de los costes totales del OPEX Offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
11.4.4.5.	Costes de personal: constituyen el 6% de los costes totales del OPEX Offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.41. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de coste de la energía (COE) anualizada de la energía eólica Offshore y costes de operación y mantenimiento (OPEX-Operation Expenditure) anualizado Offshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Incremento de la Producción de Energía Anual (AEP: Annual Energy Production): selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 4 del punto 4.3.3., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen de manera relevante al incremento de la producción de energía anual (AEP) del aerogenerador Offshore, lo cual implica una reducción en el coste de la energía (COE) anualizada en un 0,3 % o más.

Factor 12. Factores técnicos de la energía anual producida (AEP): aerogeneradores Offshore.

Dentro del factor fundamental de coste de energía COE anualizada de aerogeneradores Offshore, se encuentra el factor de energía anual producida (AEP). El incremento en valor de este factor contribuye a la disminución del coste de energía (COE) anualizada, siendo la composición de sus sub-factores de naturaleza técnica, tal y como se han desarrollado en el apartado 2.6.2.3. Los principales sub-factores del factor fundamental de la energía anual producida AEP se indican a continuación de forma conceptual, por su influencia en el valor final del coste de energía (COE) anualizado Offshore, los cuales se consideran como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.3.:

Factor 12.1.-Sub-factores técnicos de la energía anual producida (AEP) Offshore.

- El viento local y las características climáticas locales del emplazamiento.
- Ubicación de detalle (*micro-siting marino*) de cada aerogenerador en el emplazamiento.
- Velocidad media del viento (m/s) del emplazamiento eólico marino a la altura del rotor del aerogenerador.
- Diámetro del rotor del aerogenerador.
- Altura del rotor del aerogenerador.

Criterio. Factor de capacidad de un aerogenerador Offshore (Capacity Factor): selección de factores fundamentales.

Según el criterio nº 5 del punto 4.3.3., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que contribuyen de manera relevante a obtener el mayor valor del factor de capacidad, el cual a su vez incide en el aumento de la producción de energía anual (AEP) del aerogenerador Offshore, lo cual implica una reducción en el coste de la energía (COE) anualizada.

Factor 13. Factor de capacidad de un aerogenerador Offshore.

Es la cantidad de energía entregada durante un año dividida por la cantidad de energía que habría sido generada si el aerogenerador Offshore hubiera producido el rendimiento máximo a la máxima potencia a lo largo de las 8760 horas de un año completo. La fórmula del cálculo del factor de capacidad de un aerogenerador (EWEA) se indica a continuación, siendo el valor de la energía anual producida (AEP) el factor determinante:

$$\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\text{Annual Energy Production (kWh)}}{\text{WTG name plate capacity (kW)} \times 8760 \text{ hours}} \times 100 \%$$

En el caso de los aerogeneradores eólicos de eje horizontal el factor de capacidad típico está en el rango entre el 25% y el 35%. El factor de capacidad está directamente afectado por una serie de parámetros técnicos del aerogenerador los cuales se desarrollan en el apartado 2.6.2.4. y en el apartado de los factores fundamentales técnicos en este capítulo. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro del factor de capacidad, como palancas de reducción de costes y como elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.4.:

Factor 13.1.-Sub-factores del factor de capacidad.

- Superficie de barrido del rotor (*Swept rotor area*).
- Relación óptima entre el diámetro del rotor y la potencia del aerogenerador.
- Factor óptimo de capacidad.
- Factor del recurso de viento local en el emplazamiento marino.
- Correcta ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento.
- Estudio meteorológico de las condiciones y velocidad del viento en el emplazamiento en las diferentes alturas del mismo (*micro-siting marino*).

En la matriz de la Figura 4.42. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y del factor de capacidad aerogeneradores Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en los apartados 2.6.2.3 y 2.6.2.4.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
12	FACTORES TÉCNICOS DE LA ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA (AEP): AEROGENERADORES OFFSHORE. $CoE = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$	Económica/Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado Offshore.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador Offshore en €/MW.
12.1.	Sub-factores técnicos de la energía anual producida (AEP) Offshore. <input type="checkbox"/> El viento local y las características climáticas locales del emplazamiento. <input type="checkbox"/> Ubicación de detalle (micro-siting marino) de cada aerogenerador en el emplazamiento. <input type="checkbox"/> Velocidad media del viento (m/s) del emplazamiento eólico marino a la altura del rotor del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Diámetro del rotor del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Altura del rotor del aerogenerador.	Económica/Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado Offshore.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador Offshore en €/MW.
13	FACTOR DE CAPACIDAD DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE. $\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\text{Annual Energy Production (kWh)}}{\text{WTG name plate capacity (kW)} \times 8760 \text{ hours}} \times 100 \%$	Económica/Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado Offshore.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador Offshore en €/MW.
13.1.	Sub-factores del factor de capacidad. <input type="checkbox"/> Superficie de barrido del rotor (Swept rotor area). <input type="checkbox"/> Relación óptima entre el diámetro del rotor y la potencia del aerogenerador. <input type="checkbox"/> Factor óptimo de capacidad. <input type="checkbox"/> Factor del recurso de viento local en el emplazamiento marino. <input type="checkbox"/> Correcta ubicación de cada aerogenerador en el emplazamiento. <input type="checkbox"/> Estudio meteorológico de las condiciones y velocidad del viento en el emplazamiento en las diferentes alturas del mismo (micro-siting marino).	Económica/Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada Offshore.	Factor de coste principal en el COE anualizado Offshore.	-	DISMINUCIÓN DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador Offshore en €/MW.

Figura 4.42. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de factores técnicos de la energía anual producida (AEP) y factor de capacidad aerogeneradores Offshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

Criterio. Costes y precio de la energía eólica Offshore.

Según el criterio nº 6 del punto 4.3.3., se proceden a seleccionar los factores fundamentales que afectan a la energía eólica Offshore en el mercado eólico, los cuales a su vez contribuyen en el aumento o disminución del valor del coste de la energía (COE).

Factor 14. Factores de costes y precio de la energía eólica Offshore.

El coste de la energía eólica y el de la electricidad producida mediante aerogeneradores Offshore, está influenciada por una serie de factores tanto técnicos, como económicos y legislativos. El precio medio de la electricidad en el mercado mayorista es el precio objetivo que la generación eólica debe conseguir para poder competir en paridad de costes con el resto de fuentes de generación de energía convencionales. Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de los costes y precio de la energía eólica Offshore como palancas de reducción de costes y elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.8.:

Factor 14.1. Precio medio de la electricidad en el mercado mayorista en España.

El precio medio de la electricidad en España se regula en el mercado mayorista según los organismos OMEL y CNE, siendo este precio de mercado el de referencia a alcanzar por la generación eólica Offshore en la hipótesis de paridad de costes con las energías convencionales, tal y como se ha desarrollado en el punto 2.6.2.8.

Factor 14.2. Opciones del precio de remuneración de la electricidad con primas a la energía eólica Offshore.

En España las diferentes opciones de remuneración de la electricidad en función del tipo de origen de la misma y del tipo de apoyo económico público aplicable según la legislación se constituyen en factores de influencia fundamentales de la energía eólica Offshore y de su coste de energía (COE). Se indican a continuación los sub-factores a considerar dentro de las opciones de remuneración de la electricidad de origen eólico Offshore, cuyo valor económico o la ausencia del mismo se convierten en fundamentales para la competitividad actual de la energía eólica Offshore, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.8.:

Factor 14.2.1.-Remuneración de la electricidad de origen eólico Offshore (€/MWh) según el precio determinado por la Tarifa Regulada en el RD 661/2007 y en la orden 3519.

Factor 14.2.2.-Sin remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh):según el RD 1/2012.

Factor 14.3. Precio medio en el mercado del aerogenerador Offshore.

El precio medio en €/MW (o €/Kw) en el mercado de un aerogenerador Offshore se utiliza como base de comparación entre las diferentes áreas geográficas como Europa, Asia y América, el cual a su vez se relaciona con el coste de la energía (COE). Se indican a continuación los sub-factores fundamentales a considerar dentro de precio medio en €/MW de la energía eólica Offshore, constituyéndose como palancas de reducción de costes y elementos de mejora, en función de la aportación económica de reducción potencial, cuyo detalle técnico se ha desarrollado en el punto 2.6.2.8.:

Factor 14.3.1.-Precio medio del aerogenerador Offshore en €/MW (o \$/Kw) se toma como referencia el precio medio internacional en cada área geográfica como base de comparación.

Factor 14.3.2.-Precio medio del aerogenerador Offshore (c€/kWh): calculados en función de varios factores que influyen de manera relevante en los costes normalizados de la energía producida (*Levelized Cost of Energy*), y en el coste final del precio en €/MW. Estos factores son:

- La distancia a la costa.
- El factor de capacidad del aerogenerador y de la instalación en total.
- Las horas anuales equivalentes de producción de energía eólica Offshore.

En la matriz de la Figura 4.43. se presenta la síntesis resumida de los factores fundamentales seleccionados para los criterios de Costes y precio de la energía eólica Offshore. Se indican asimismo los sub-factores de los factores fundamentales seleccionados e información complementaria relevante como los criterios de selección, la relación de influencia del factor y los efectos del factor sobre el objetivo. El resto de factores no incluidos en este apartado, debido a que no han sido seleccionados según los criterios de selección definidos en la tesis, se encuentran especificados en el apartado 2.6.2.8.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA OFFSHORE: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS						
Nº	FACTOR	ÁREA FUNCIONAL DEL FACTOR	CRITERIOS DE SELECCIÓN: OBJETIVO DEL FACTOR	RELACION DE INFLUENCIA DEL FACTOR		EFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO
				CONCEPTO DE INFLUENCIA DEL FACTOR	% CONTRIBUCIÓN DEL FACTOR	
14	FACTORES DE COSTES Y PRECIO DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE.	Económica / Financiera	Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Factor de coste principal en el COE anualizado.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
14.1.	Precio medio de la electricidad en el mercado mayorista en España.	Económica / Financiera	Costes y precio de la energía eólica Offshore. Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica Offshore sin ayudas públicas.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
14.2.	Opciones del precio de remuneración de la electricidad con primas a la energía eólica Offshore.	Económica / Financiera	Costes y precio de la energía eólica Offshore. Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica Offshore sin ayudas públicas.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
14.2.1.	Remuneración de la electricidad de origen eólico Offshore (€/MWh): según el precio determinado por la Tarifa Regulada en el RD 661/2007 y en la orden 3519.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
14.2.2.	Sin remuneración de la electricidad de origen eólico (€/MWh): según el RD 1/2012.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
14.3.	Precio medio en el mercado del aerogenerador Offshore.	Económica / Financiera	Costes y precio de la energía eólica Offshore. Reducción del coste de la energía (COE) anualizada.	Objetivo de paridad de costes de la energía eólica Offshore sin ayudas públicas.	-	DISMINUCION DEL COE: Disminución del coste de la electricidad producida en €/MWh y del coste del aerogenerador en €/MW.
14.3.1.	Precio medio del aerogenerador en €/MW (o \$/Kw): se toma como referencia el precio medio internacional en cada área geográfica como base de comparación.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem
14.3.2.	Precio medio del aerogenerador Offshore (c€/kWh): calculados en función de varios factores que influyen en los costes normalizados de la energía producida (<i>Levelized Cost of Energy</i>), y en el coste final del precio en €/MW: <input type="checkbox"/> La distancia a la costa. <input type="checkbox"/> El factor de capacidad del aerogenerador y de la instalación en total. <input type="checkbox"/> Las horas anuales equivalentes de producción de energía eólica Offshore.	Económica / Financiera	Idem	Idem	-	Idem

Figura 4.43. Matriz de selección de factores fundamentales económicos/financieros: criterios de costes y precio de la energía eólica Offshore (Fuente: Fuentes bibliográficas y elaboración propia).

4.5. SÍNTESIS Y CONCLUSIONES.

En el capítulo 4 en sus diferentes apartados se ha presentado una propuesta metodológica para llevar a cabo, en función de unos criterios selección de factores previamente definidos, la selección de factores fundamentales de la energía eólica relativos a los aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore, en las tres áreas definidas dentro del alcance de la tesis: áreas técnica, legislativa y administrativa, y económica-financiera.

Se han definido en este capítulo 4 los criterios de selección de cada una de las áreas técnica, y administrativa, y económica-financiera, con el enfoque prioritario de seleccionar los factores fundamentales que afectan en la actualidad al desarrollo e implantación de la energía eólica Onshore y Offshore, tanto en España como en general en el resto del mundo. El punto de partida de este capítulo han sido los factores identificados en el capítulo 2 en cada una de las áreas temáticas, a partir de los cuales se han aplicado los criterios de selección definidos en el capítulo 4, con objeto de proceder en base a dichos criterios selección, a la selección de los factores fundamentales de la energía eólica en los aspectos técnicos, legislativos y administrativos, económicos y financieros.

Los factores fundamentales seleccionados en las áreas técnica, legislativa y económica, de acuerdo con los criterios de selección previamente definidos, se han clasificado por bloques temáticos y se han numerado en cada sección de forma correlativa para facilitar su sub-clasificación y síntesis. Asimismo dichos factores fundamentales seleccionados se han sintetizado utilizando matrices para poder visualizarlos y evaluarlos con mayor claridad.

Como conclusiones de este capítulo 4 se puede indicar que se han definido los criterios de selección fundamentales en todas las áreas basados en la bibliografía y en los datos de la situación del mercado eólico mundial en los últimos años. La utilización de los criterios de selección ha permitido seleccionar los factores fundamentales de la energía eólica para que entre otros aspectos, mediante el desarrollo o mejora de los mismos, esta pueda llegar a ser más competitiva en relación a los costes de paridad con las fuentes de energía convencionales, para que se pueda obtener la mitigación y eliminación de las barreras legislativas y administrativas en la implantación de la energía eólica, para que se pueda obtener una optimización de los factores técnicos de la energía eólica que afectan a la mejora de los diseños actuales en los aerogeneradores, así como el desarrollo de los nuevos diseños de producto más eficientes enfocados al incremento de la producción de energía anual (AEP) y a la mejora de la fiabilidad en operación de los aerogeneradores. El resultado obtenido en cada área (técnica, legislativa y administrativa, económica y financiera) se presenta como una guía de síntesis con la selección de los factores fundamentales de la energía eólica en los modelos de aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore, cuya influencia es de importancia capital en el desarrollo y la implantación continua de la energía eólica tanto en España como a nivel global.

En relación a los factores técnicos fundamentales seleccionados de acuerdo a los criterios de selección, indicar que se han seleccionado aquellos que más influyen en el incremento de la energía anual producida (AEP), los que contribuyen a la reducción del coste de la energía (COE) anualizada de cada modelo de aerogenerador, así como los factores técnicos en relación a la mejora del producto y las nuevas tendencias y avances tecnológicos que se están desarrollando actualmente por parte de los fabricante y de grupos de trabajo nacionales e internacionales. De modo diferenciado se han seleccionado los factores técnicos fundamentales específicos de los aerogeneradores Offshore debido a sus características técnicas especiales y al entorno de funcionamiento. En total en las diferentes sub-áreas técnicas se han seleccionado 64 factores técnicos fundamentales, los cuales a su vez se han desglosado en diferentes sub-factores técnicos.

En relación a los factores legislativos y administrativos fundamentales seleccionados de acuerdo a los criterios de selección, indicar que se han seleccionado aquellos que más influyen en la estructura de los procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas, en los plazos de implantación a nivel legislativo y administrativo, los factores y aspectos económicos de la legislación relativos a la asignación de aportaciones económicas públicas a la electricidad producida en el régimen especial en España para las instalaciones eólicas Onshore y Offshore, los factores y aspectos de las competencias

legislativas, los factores y aspectos técnicos y constructivos y los factores y aspectos medioambientales. En total en las diferentes sub-áreas legislativas y administrativas se han seleccionado 28 factores legislativos y administrativos fundamentales referidos a la legislación española, los cuales a su vez se han desglosado en sub-factores legislativos y administrativos.

En relación a los factores económicos y financieros fundamentales seleccionados de acuerdo a los criterios de selección, indicar que se han seleccionado aquellos que más influyen en la existencia de regulaciones administrativas, primas económicas a la producción de energía eléctrica de origen eólico y de incentivos fiscales a la energía eólica, los que afectan a la reducción del coste de la energía (COE) anualizado en aerogeneradores Onshore y Offshore, los que contribuyen al incremento de la producción de energía anual (AEP) del aerogenerador, los que contribuyen a obtener el mayor valor del factor de capacidad y los factores que más influyen en los costes y precio de la energía eólica. De modo diferenciado, con los mismos criterios de selección, se han seleccionado los factores fundamentales económicos y financieros específicos de los aerogeneradores Offshore debido a sus características técnicas especiales en el entorno medioambiental marino de funcionamiento y a su especificidad desde el punto de vista económico. En total en las diferentes sub-áreas económico-financieras se han seleccionado 18 factores económicos y financieros fundamentales, los cuales a su vez se han desglosado en múltiples sub-factores económicos y financieros.

La conclusión, así como la aportación que se ha planteado en el capítulo 4 como fase final de la investigación llevada a cabo en la presente tesis, es la selección de los factores fundamentales de la energía eólica Onshore y Offshore, de acuerdo a los criterios de selección previamente establecidos, para identificar de esta manera las áreas de trabajo potenciales en la que se debe proceder a desarrollar mejoras y optimizaciones de la situación actual tanto desde el punto de vista técnico, legislativo y administrativo, así como desde el punto de vista económico y financiero. Este capítulo 4 se constituye como un planteamiento de partida para el sector eólico en cuanto a la continuación del proceso de mejora continua en el sector, en relación a los factores fundamentales de la energía eólica seleccionados en las áreas técnica, legislativas y administrativas, y económico-financieras. Estos factores fundamentales seleccionados que se presentan en el capítulo 4, se plantean como opciones para ser desarrolladas y como parte de la implantación de la mejora continua en el sector eólico por parte de los diferentes actores involucrados (fabricantes de aerogeneradores, administraciones públicas, organismos públicos nacionales e internacionales, etc.), lo cual puede ser implementado por medio de una serie de propuestas de desarrollo y de mejoras específicas en cada área del sector eólico Onshore y Offshore, partiendo de los diferentes factores fundamentales seleccionados.

4.6. APLICACIONES DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA: CASO DE ESTUDIO.

Como parte fundamental de la tesis doctoral se presenta un caso de estudio que valide de forma real y práctica las propuestas planteadas en los capítulos precedentes. En los diferentes conceptos desarrollados en la tesis en cuanto a las áreas de influencia en el desarrollo e implantación de la energía eólica (factores técnicos, legislativos y administrativos, económicos y financieros), y en cuanto a los diferentes factores identificados y seleccionados en cada una de las mismas, se selecciona para el caso de estudio del presente apartado un factor de naturaleza económica con una influencia muy relevante en la energía eólica, como es la reducción del coste de la energía (COE) del aerogenerador por medio del siguiente caso de estudio.

Dentro del apartado de la contribución al coste de la energía (COE), los costes del aerogenerador (los cuales son costes de inversión de capital -CAPEX-) son muy relevantes (en el caso Onshore entre el 60 y el 80% de los costes totales de inversión de capital CAPEX y entre el 40 y el 50% en el caso de Offshore), por lo que las propuestas de reducciones de costes en esta área presentan gran impacto en la reducción del coste de la energía (COE). Dentro de los factores económicos y financieros, se selecciona como caso de estudio, la reducción de los costes de inversión de capital (CAPEX) en el apartado correspondiente a la fabricación de aerogeneradores y de sus componentes, y dentro de estos la torre del aerogenerador Onshore, debido al elevado porcentaje de contribución que esta presenta sobre el total de costes del mismo (aproximadamente entre un 20 a un 30%).

Como referencia se indican otras potenciales áreas de desarrollo de posibles casos de estudio, las cuales contribuirán al objetivo de facilitar el desarrollo y la implantación de la energía eólica (Onshore y Offshore) dentro de los parámetros de competitividad frente a otras fuentes de energía convencionales, como son por ejemplo los mencionados a continuación.

A-Área Técnica:

- Reducción del Coste de la Energía (COE) mediante avances tecnológicos y reducciones de costes:
 - Aumento de la potencia nominal del aerogenerador: manteniendo los costes logísticos.
 - Incremento de la energía generada: Energía Anual Producida (AEP).
 - Disponibilidad del aerogenerador: el objetivo es alcanzar valores próximos al 99% de funcionamiento en las condiciones de captación de viento, con lo que se incrementa la productividad del aerogenerador y se reduce el Coste de la energía (COE).

A-Área Legislativa:

- Plazo de autorización de la instalación de un parque eólico: el objetivo es reducir el plazo medio en la administración en España y en Europa.

A-Área Económica/Financiera:

- Reducción de los costes de capital: mediante la reducción de la percepción del riesgo técnico por parte de los inversores.
- Reducción de los costes de inversión en la fabricación del aerogenerador y en la construcción del parque eólico.

4.6.1. Modelos de reducción de costes en componentes y operaciones de fabricación de aerogeneradores Onshore y Offshore.

En el desarrollo de detalle del caso de estudio que se plantea en la tesis, la propuesta de estudio tendrá la función de poder llevar a cabo la comprobación de los supuestos planteados en la tesis por medio de la utilización de los datos recopilados en las referencias bibliográficas, así como por medio de propuestas metodológicas específicas de modelos de reducción de costes en componentes y operaciones de fabricación de aerogeneradores en las diferentes áreas de la energía eólica, con objeto de potenciar su mayor desarrollo e implantación de forma continuada.

En el caso de la propuesta de reducción de costes seleccionada por el autor en este capítulo, se plantea una

metodología específica aplicable mediante un modelo de reducción de costes en componentes y operaciones de fabricación de aerogeneradores Onshore y Offshore.

4.6.1.1. Objetivo del modelo de reducción de costes.

El objetivo del caso de estudio presentado es el proporcionar una metodología de reducción de costes con sus correspondientes herramientas, con objeto de poder obtener reducciones del coste de la energía (COE) de los aerogeneradores, de aplicación tanto Onshore como Offshore, haciendo cada vez más competitiva a la energía eólica en relación a las fuentes energías convencionales.

La consecución del objetivo de reducción de costes, de modo total o parcial, se plantea conseguirlo por medio de una propuesta del autor de la tesis, basada en una metodología de reducción de costes de los principales sistemas y componentes de los aerogeneradores. La metodología propuesta se desarrolla mediante una serie de herramientas de análisis, desarrollo e implantación de acciones de reducciones de costes en diferentes áreas (diseño de producto, materias primas, fabricación de componentes, cadena de suministro, etc.), mediante la revisión a nivel técnico y económico de los sistemas y sub-sistemas de componentes del aerogenerador utilizados por los diferentes fabricantes, y planteando que por medio de la selección adecuada de los factores de reducción de costes, se pueden obtener reducciones de costes globales en el aerogenerador (reducciones de los costes de inversión de capital CAPEX) y por lo tanto reducciones del coste de la energía (COE) del mismo.

4.6.1.2. Metodología de reducción de costes: propuesta de procedimiento.

En la Figura 4.44. se muestra el esquema general de desarrollo de las diferentes fases de la propuesta de metodología de reducción de costes para ser aplicada en los principales sistemas y componentes de los aerogeneradores.

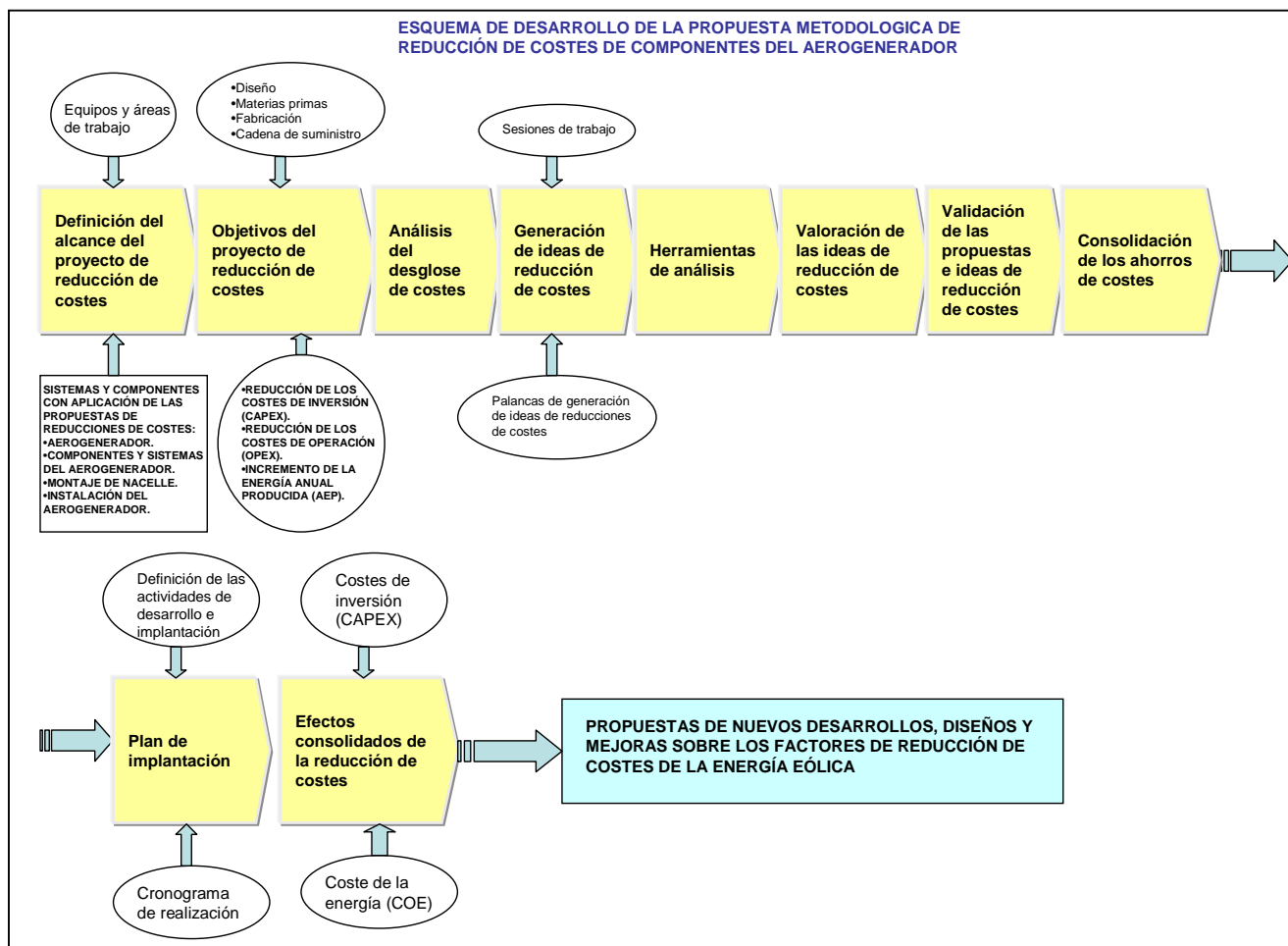


Figura 4.44. Esquema general con las fases de la propuesta metodológica de reducción de costes de componentes del aerogenerador (Fuente: elaboración propia).

La propuesta de metodología de desarrollo de las actividades de reducción de costes del aerogenerador y de sus componentes descrita en la Figura 4.44., se basará en el análisis, identificación y generación de ideas de reducción de costes relacionados con los principales componentes del aerogenerador, enfocándose especialmente en los aspectos de diseño del producto y en los costes recurrentes (materias primas, fabricación, montaje, instalación y cadena de suministro), con el propósito de obtener una reducción de costes en cada apartado analizado. Una vez se valide la propuesta de reducción de costes, se consolide el porcentaje de reducción y se congele el diseño del producto de la operación asociada, se llevara a cabo un plan de implantación de la misma mediante un cronograma de actividades específico para cada propuesta de reducción de costes.

Las propuestas de mejoras y actividades de reducción de costes a desarrollar se llevarán a cabo en las siguientes áreas principales, las cuales son las que tienen mayor peso en porcentaje en el desglose total de costes (se considerarán aquellas que están dentro del rango de un 80% del coste total del aerogenerador):

- Diseño y configuración del producto: aplicable a los componentes nacelle, torres, palas, rotor, cimentaciones.
- Materias primas: se consideran todos aquellos componentes que están representados en los componentes que se incluyen en el 80% del coste total del aerogenerador.
- Fabricación: mejoras y modificaciones de los procesos de fabricación y montaje de componentes del aerogenerador, así como de los procesos de instalación del aerogenerador en el emplazamiento eólico.
- Cadena de suministro: los procesos de la cadena de suministro se enfocarán a la cadena de suministro en Europa y en su potencial aplicación a los mercados asiáticos y americanos.

Las diferentes fases de la propuesta de metodología de reducción de costes se definen a continuación, en base a las fases definidas en el esquema anterior de la Figura 4.44.

1-Definición del alcance del proyecto de reducción de costes.

1.1. Alcance de componentes del aerogenerador a evaluar.

El alcance del proyecto de reducción de costes es del aerogenerador completo, incluyendo los principales componentes del mismo. Se indican a continuación los principales componentes susceptibles de ser introducidos en programas de reducciones de costes en función del peso de su contribución al coste de inversión de capital (en porcentaje) sobre el coste total del aerogenerador (entre paréntesis se indica, según las referencias bibliográficas consultadas, el porcentaje de coste de cada componente respecto al total del coste del aerogenerador Onshore).

- Torre (hasta el 30 %):
- Pala (25 %):
- Multiplicadora (15 %):
- Convertidores de potencia (6 %):
- Generador (4 %):
- Transformador (4 %):
- Bastidor principal (3 %): fundido y mecanizado.
- Sistema de cambio de paso (3 %): cilindros hidráulicos, acumuladores y piezas metálicas.
- Sistema de freno (2 %):
- Carcasa de nacelle (2 %):
- Eje principal (2 %): forjado o fundido, y mecanizado.
- Conjunto rotor-hub (2 %): fundido y mecanizado, elementos metálicos.
- Rodamientos del eje principal (1 %):
- Sistema de giro (1 %): moto-reductoras y motores de giro.
- Cimentación: para parques Onshore.

Los componentes específicos de los aerogeneradores Offshore son los siguientes:

- Subestructura metálica de cimentación: puede ser de varios tipos en la aplicación Offshore (base de gravedad, monopilote, estructura metálica Jacket, estructura flotante).
- Pieza de transición: es la unión entre la subestructura metálica anclada al fondo marino y el aerogenerador.
- Cable submarino Offshore: del tipo *array* (unión entre aerogeneradores en el mar) y *export* (transporte de la energía a la subestación en tierra).
- Cimentación submarina: para parques Offshore se utilizan en el lecho marino para subestructuras metálicas ancladas al fondo marino.
- Otros sistemas específicos de los aerogeneradores Offshore: refrigeración, protección contra la corrosión, sistemas eléctricos en media tensión, control remoto del parque eólico, sistemas de acceso al aerogenerador, helipuerto, balizamiento marino, etc.

1.2. Equipos y áreas de trabajo a integrar.

Para poder llevar a cabo el proyecto de reducción de costes de un aerogenerador es necesaria la creación de equipos de trabajo multidisciplinares en la compañía con dedicación prioritaria al proyecto, que integren personal técnico, financiero y de dirección, tanto por parte del fabricante de aerogeneradores como por parte de los principales suministradores de componentes y servicios.

Las principales áreas de trabajo funcional a integrar en el programa de reducción de costes serán ingeniería de producto, ingeniería de fabricación, compras, logística, fabricación, financiero, dirección y calidad (ver modelo de propuesta de composición de equipos multidisciplinares en la Figura 4.45.).

COMPOSICION DE LOS EQUIPOS MULTIDISCIPLINARES PARA LA GENERACION DE IDEAS DE REDUCCIONES DE COSTES

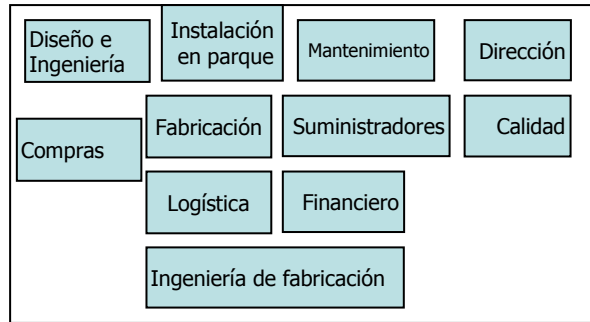


Figura 4.45. Esquema general de propuesta de composición de equipos multidisciplinares para la generación de ideas de reducción de costes de componentes del aerogenerador (Fuente: elaboración propia).

2- Objetivos del proyecto de reducción de costes.

Los objetivos generales de los programas de reducciones de costes del aerogenerador y de sus componentes están basados en alcanzar un objetivo de reducción de costes previamente establecido (por ejemplo del 20%), por medio de la utilización de la metodología propuesta para tal fin.

Los principales objetivos e hitos a obtener en un proyecto de reducción de costes de aerogeneradores y de sus componentes que se plantean en esta tesis son los siguientes:

- Reducción de los costes en un porcentaje objetivo a definir en el proyecto.
- Corrección de las desviaciones de costes en capítulos específicos (materias primas, procesos de fabricación, logística de componentes, etc.).
- Enfoque del proyecto a las reducciones de los costes recurrentes en el suministro seriado de componentes (materias primas, cadena de suministro, procesos de fabricación e instalación, etc.).
- Identificación de los ahorros potenciales a obtener en las diferentes áreas de análisis (Diseño y configuración del producto, Materias primas, Fabricación, Instalación, Cadena de suministro).
- Análisis de los parámetros de costes (*Cost Drivers*).
- Ajuste del nuevo valor del coste del componente después de la implantación de las ideas de reducción de costes.
- Cálculo del mínimo coste absoluto de un componente desde el criterio de cumplimiento funcional y técnico.

En la Figura 4.46. se presenta el esquema genérico del proceso de reducción de costes aplicable a aerogeneradores y sus componentes. Este esquema de análisis de costes se integra dentro de la propuesta metodológica de reducción de costes de la presente tesis doctoral, cuyo objetivo final es obtener un coste menor de cada componente analizado y en la medida de lo posible, la obtención de un coste mínimo objetivo.

ESQUEMA DEL PROCESO DE REDUCCIONES DE COSTES DE UN AEROGENERADOR Y SUS COMPONENTES

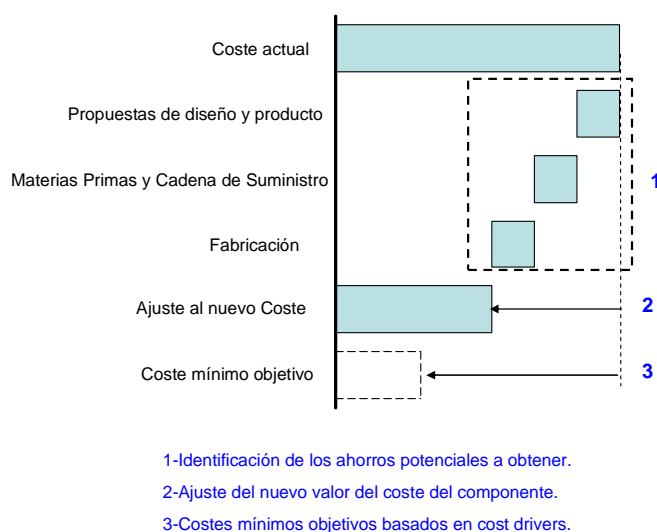


Figura 4.46. Esquema general del planteamiento de una propuesta metodológica de desarrollo de reducción de costes de componentes del aerogenerador (Fuente: elaboración propia).

3-Análisis del desglose de costes.

Como base de partida antes de iniciar el ejercicio de propuestas de ideas de reducción de costes es necesario analizar la situación presente de los costes cada sistema, componente u operación seleccionada para el proyecto de reducción de costes.

En la figura 4.47. se presenta un modelo de desglose de costes de un sistema con componentes de aerogenerador, con un diagrama que indica los principales conceptos que contribuyen a los costes del mismo: materias primas y valor añadido (donde se incluyen los costes de mano de obra directa, costes de energía, costes de materiales consumibles, costes de equipos, gastos generales, costes de ineficiencias, costes de fabricación, costes de transporte del componente). Cada factor de contribución a los costes se puede explotar en diferentes sub-fases con los diferentes procesos, con el objeto de poder calcular los costes de cada una de estas sub-fases cuando se requiera, lo cual se llevará a cabo utilizando herramientas como diagramas de flujo y de árbol.

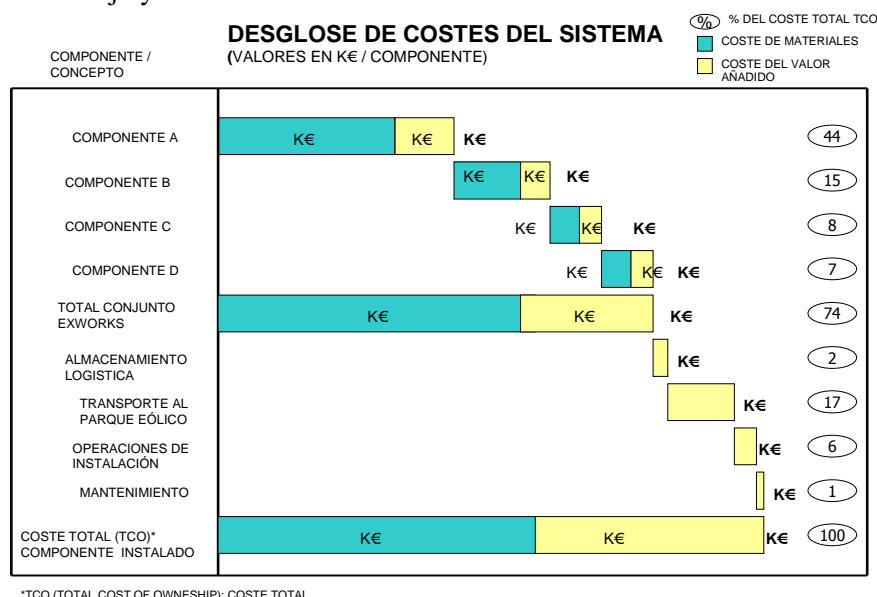


Figura 4.47. Esquema general del desglose de costes de un sistema con componente de aerogenerador con los diferentes conceptos del mismo y la explotación de cada uno de ellos en sub-fases de costes (Fuente: elaboración propia).

Este ejercicio de valoración de los costes reales actuales del componente y su desglose en sub-operaciones y en sus costes asociados, es la denominada base de partida de los costes, a partir de la cual es preciso plantear un objetivo de reducción de costes (en valor cuantitativo y en porcentaje de reducción).

4-Generación de ideas de reducción de costes.

El origen de la generación de ideas de reducciones de costes tendrá múltiples orígenes como los siguientes:

- Propuesta de ideas de reducción de costes por parte del fabricante de aerogeneradores.
- Propuesta de ideas de reducción de costes por parte de los suministradores de componentes.
- Propuestas conjuntas del fabricante de aerogeneradores y del suministrador de componentes.
- Otras propuestas externas: informes sectoriales, informes de consultoras, laboratorios, organismos públicos nacionales e internacionales, etc.

4.1. Palancas de generación de ideas de reducciones de costes.

Para la generación e identificación de ideas de reducción de costes en cada sistema, componente u operación analizada serán utilizadas diferentes herramientas estándar, de amplia y contrastada utilización en los sectores industriales, en las áreas definidas de diseño, materias primas, fabricación y cadena de suministro. Las principales palancas de generación de ideas de reducciones de costes que se presentan en las diferentes áreas son de forma genérica las siguientes:

Diseño y configuración del producto:

- Implantación de técnicas de diseño para fabricación y montaje (DFMA: *Design For Manufacturing and Assembly*).
- Implantación de técnicas de diseño para coste (DTC: *Design to Cost*).
- Estandarización de productos: utilización de técnicas de estandarización de componentes y productos con otras plataformas o con la disponibilidad de componentes estándar del mercado eólico.
- Sustitución o eliminación de componentes no críticos en el aerogenerador y componentes principales, por otros de menor coste e igual funcionalidad.
- Optimización de las tolerancias de diseño de componentes: en función del coste de fabricación y de la funcionalidad a cumplir según las especificaciones de producto.
- Optimización de las especificaciones de diseño de componentes: en función del coste de fabricación y de la funcionalidad a cumplir.
- Utilización de materiales alternativos de coste más reducido: es necesario el ajuste de los factores de diseño y de seguridad, y la utilización de procesos de fabricación alternativos con los nuevos materiales.
- Reducciones de peso de los componentes: mediante la utilización de herramientas de diseño como los estudios de análisis de elementos finitos, la optimización de tolerancias, la reducción de coeficientes de seguridad y la eliminación de sobre-especificaciones del producto.
- Relajamiento de especificaciones en componentes no críticos siempre que se garantice la funcionalidad y la montabilidad de los mismos.

Materias primas:

- Nuevos materiales alternativos: selección de nuevos materiales con costes más competitivos garantizando la misma funcionalidad.
- Gestión de precios de materias primas mediante la negociación global para toda la compañía incluyendo materiales acopiados por los suministradores: asignación de mayor volumen de compra a suministradores seleccionados mediante la firma de contratos de suministro.
- Implantación de técnicas de Valor Añadido e Ingeniería de Valor (VA/VE: *Value Added / Value Engineering*).

Fabricación, montaje e instalación:

Esta área es aplicable a los procesos de fabricación, montaje e instalación en el emplazamiento eólico.

- Implantación de técnicas de mejoras de procesos como el *Lean Manufacturing* en los procesos de fabricación, montaje e instalación de componentes y aerogeneradores, incluyendo las integraciones de componentes en el montaje y la eliminación de componentes.
- Implantación de nuevos procesos avanzados de fabricación y de montaje según el estado actual de la técnica.
- Mejora de la distribución en planta (*Lay-out*) de las plantas de fabricación y montaje de componentes: flujos de materiales, distribución de maquinaria, tiempos de espera, stock en curso, etc.
- Diseño de los procesos productivos y de la distribución en planta (*Lay-out*) de las plantas de fabricación para producciones en serie y con creación de capacidad de producción que permita optimizar los costes de producción.
- Agrupación de diferentes plataformas de producto en un mismo centro productivo, obteniéndose potencialmente economías de escala productiva y fabricación de lotes mínimos económicos.

Cadena de suministro:

- Selección y cualificación de suministradores alternativos de sistemas, componentes, de operaciones de fabricación y de instalación.
- Identificación y selección de localizaciones de fabricación adecuadas a las necesidades de optimización de costes y de cadena de suministro logístico.
- Integración de varios procesos de fabricación y montaje en un único suministrador eliminando transportes y operaciones de carga y descarga de materiales.
- Optimización de la gestión logística y de los transportes: simplificación de movimientos de materiales en el circuito logístico de los suministradores de componentes y del fabricante de aerogeneradores, eliminación de pérdidas mediante la optimización de los envíos, minimización de los movimientos de transporte, etc.
- Optimización de los tipos de embalaje en función de los costes.
- Optimización de la planificación de la producción de componentes y de aerogeneradores.
- Optimización de la base de suministradores de componentes y servicios para la producción de serie en función de las necesidades de fabricación locales, regionales, globales, por categorías de producto, por plataformas de producto, por demanda del mercado (local, regional y global).

4.2. Proceso de generación y recopilación de ideas de reducción de costes.

El proceso propuesto en la metodología de generación y recopilación de ideas de reducción de costes se describe a continuación:

A-Sesiones de trabajo preparatorias: son sesiones previas y de preparación de ideas y propuestas de reducción de costes para ser presentadas en sesiones de trabajo conjuntas, por parte del suministrador de componentes y por parte del fabricante del aerogenerador.

B-Sesiones de trabajo de generación conjunta de ideas de reducciones de costes: son sesiones de trabajo donde se llevan a cabo diferentes actividades de generación de ideas y propuestas de reducción de costes por parte del suministrador y del fabricante del aerogenerador. La composición y definición de los aspectos de la agenda de trabajo serán los siguientes como modelo de propuesta:

- Alcance: componentes a analizar en el proyecto de reducción de costes.
- Áreas de trabajo y análisis: diseño de producto, materias primas, procesos de fabricación, instalación y cadena de suministro.
- Objetivos de reducción de costes: establecer un porcentaje esperado para el proyecto.
- Planificación y calendario de actividades a llevar a cabo para la realización del proyecto.
- Determinación de la base de partida de costes del componente a analizar (*Baseline*).
- Selección de las herramientas de trabajo para proceder a la generación de ideas y propuestas de reducción de costes.
- Generación y puesta en común de ideas generadas en el taller de trabajo (*Workshop*): análisis de las ideas presentadas previamente en cada categoría, valoración de ahorros de costes, factibilidad técnica de las propuestas, plazo de implantación, inversiones necesarias, costes totales de implantación, retorno de la inversión (ROI), implicación de los ahorros de costes en los volúmenes de producción en la serie, validación de las propuestas.

- Definición de la madurez técnica de las ideas y propuestas de reducción de costes: definición de la implantación de las ideas de naturaleza técnica con reducción de costes en proveedores, congelación del diseño con modificaciones limitadas, aplicación a la producción de serie del diseño congelado, homologación de suministradores alternativos con objeto de incrementar la competitividad.
- Definición de la madurez comercial del producto: garantía de volumen de producción suficiente para poder capturar los ahorros de costes en el suministrador, existencia de economías de escala por volumen, definición de cadena de suministro objetivo incluyendo proveedores en países de bajo coste, identificación de condiciones de mercado favorables para poder llevar a cabo la captura de las reducciones de costes.
- Decisión de implantación de ideas validadas en el suministrador y en el fabricante de aerogeneradores.
- Definición de la escala temporal de implantación de las propuestas de reducción de costes validadas: fase de prototipos, fase de pre-series, fase de serie.
- Reuniones de seguimiento de la implantación de las acciones de reducción de costes validadas: reuniones internas en el fabricante de aerogeneradores y reuniones con los suministradores externos.

En la Figura 4.48. se presenta un esquema general del modelo de proceso propuesto en la metodología de generación y recopilación de ideas de reducción de costes, con sus diferentes fases.

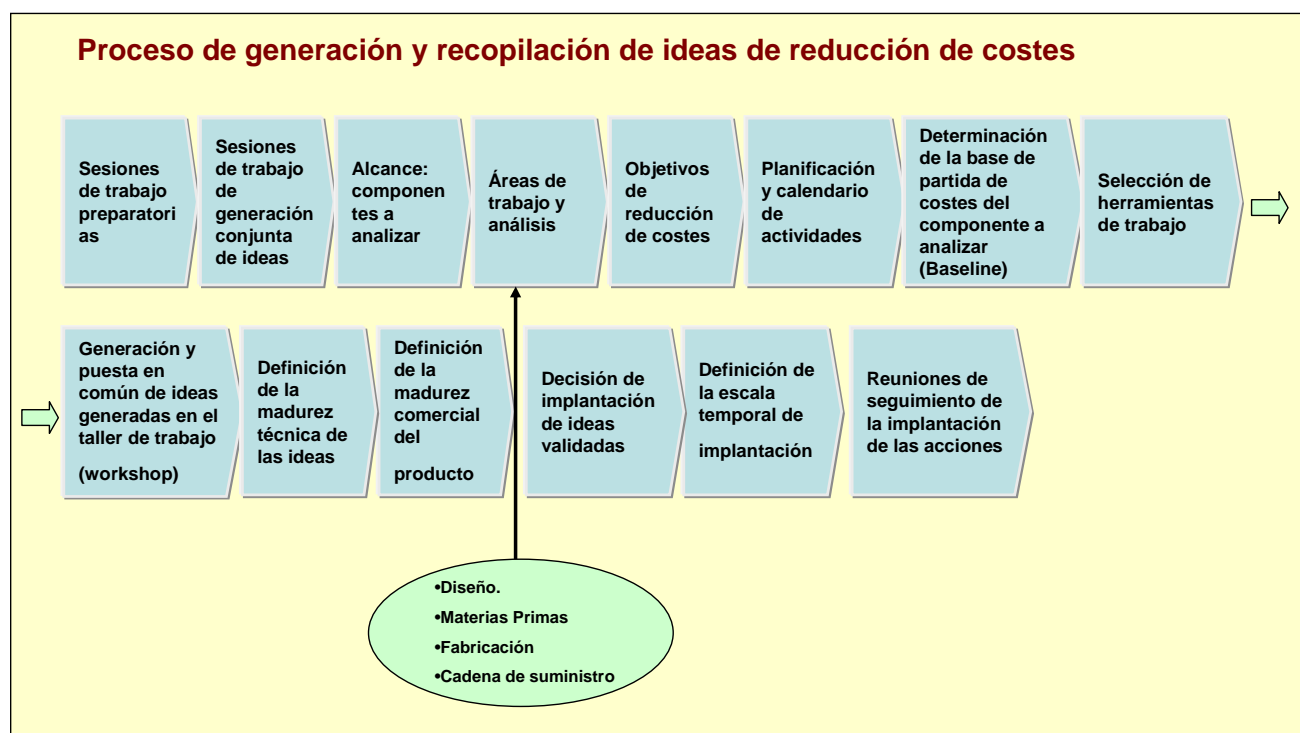


Figura 4.48. Esquema general del proceso de generación y recopilación de ideas de reducción de costes y de sus diferentes fases como propuesta metodológica (Fuente: elaboración propia).

5-Utilización de herramientas de análisis.

En el proceso de generación y recopilación de ideas de reducción de costes se requiere la utilización de una serie de técnicas, herramientas estándar y disciplinas técnicas, las cuales son de uso muy generalizado y extendido en diferentes sectores industriales, como por ejemplo en la automoción y en la industria aeronáutica. Mediante la utilización de estas herramientas, seleccionadas en función de las necesidades de cada caso en particular, se garantizará una disciplina metodológica en la generación y obtención de ideas de reducción de costes. Se mencionan a continuación las principales herramientas que se proponen en la presente propuesta metodológica, para utilizar en la metodología de reducciones de costes de aerogeneradores, quedando abierto el tema a la utilización de otras herramientas estándar no incluidas en

este apartado según el criterio del organizador de las sesiones de reducciones de costes.

5.1. Herramientas de generación de ideas.

En la Figura 4.49. se propone un modelo de formato para utilizar como esquema preliminar de generación y captación de ideas de reducción de costes en las áreas de diseño de producto, materias primas, fabricación, instalación y cadena de suministro. Asimismo se plantea la utilización de gráficos y formatos de análisis de ideas comparativas entre la situación actual y la propuesta o idea de reducción de costes.

Generación de Ideas: Propuestas de reducciones de costes		Potencial de ahorro
Diseño de producto		
Materias primas		
Procesos de Fabricación e instalación		
Cadena de suministro		

Figura 4.49. Esquema general del proceso de generación de ideas y propuestas de reducción de costes en las diferentes áreas de la propuesta metodológica (Fuente: elaboración propia).

5.2. Herramientas de análisis y resolución de problemas: diagramas de flujo y de árbol.

Los diagramas de flujo y de árbol, como elementos estándar de análisis y resolución de problemas, se plantean para ser utilizados en las fases iniciales de la generación de propuestas e ideas de reducción de costes con objeto de sistematizar el análisis de las posibles propuestas en las áreas de diseño de producto, materias primas, fabricación y cadena de suministro. Se presentan diferentes versiones de diagramas de flujo aplicables a las diferentes áreas para ser utilizados en función de la necesidad del programa.

En la Figura 4.50. se presenta como propuesta, el modelo de diagrama de árbol para realizar el análisis y evaluación de los aspectos de diseño del producto y a los materiales del mismo, aplicable a sistemas y componentes del aerogenerador. En la Figura 4.51. se presenta como propuesta un modelo de diagrama para la generación de ideas aplicable al diseño de producto y a los materiales del mismo, donde se cuestionan los conceptos de definición del diseño con objeto de generar propuestas de reducción de costes.

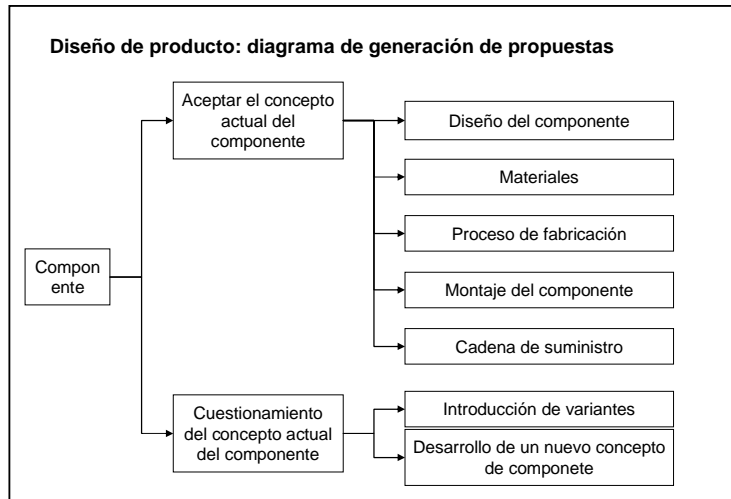


Figura 4.50. Esquema genérico de un modelo de proceso de generación de propuestas de reducción de costes en el área de diseño de producto (Fuente: elaboración propia).

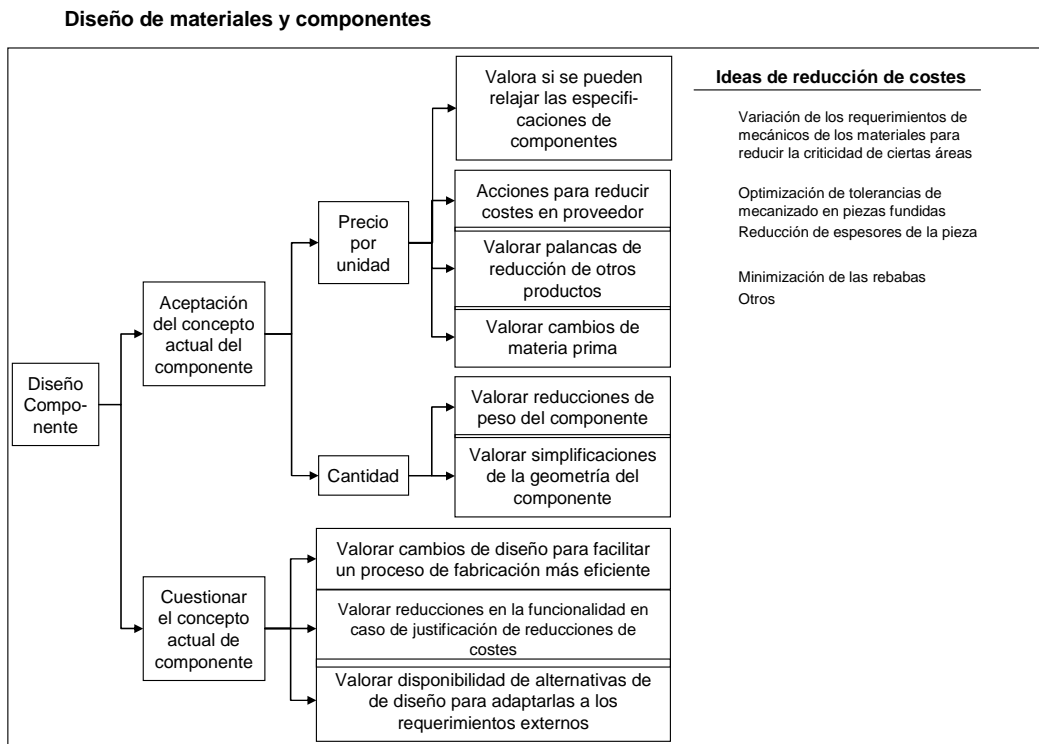


Figura 4.51. Esquema genérico de un modelo de proceso de generación de propuestas de reducción de costes en el área de diseño de producto con un planteamiento de cambios en el mismo (Fuente: elaboración propia).

En la Figura 4.52. se presenta como propuesta el diagrama de flujo como modelo a utilizar para realizar el análisis de la generación de propuestas de reducción de costes de los aspectos de fabricación del producto (como referencia se muestra un proceso tipo de mecanizado de un componente de aerogenerador).

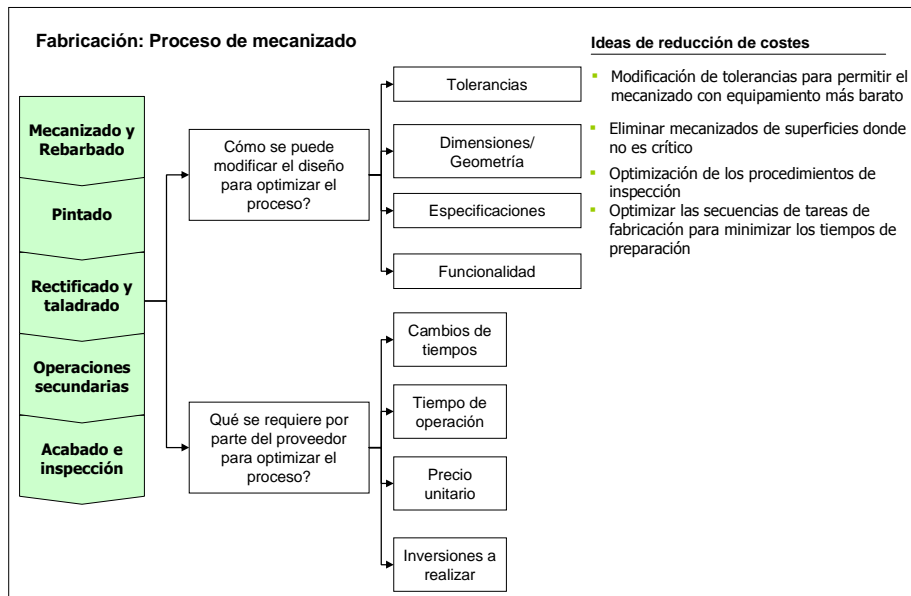


Figura 4.52. Esquema general de un modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de generación de ideas de reducción de costes en el área de fabricación de producto (Fuente: elaboración propia).

En la Figura 4.53. se presenta como propuesta el diagrama de flujo como modelo a utilizar para realizar el análisis de la generación de propuestas de reducción de costes de los aspectos de operaciones de montaje e instalación del producto (como referencia se muestra un proceso tipo de montaje de un componente de aerogenerador).

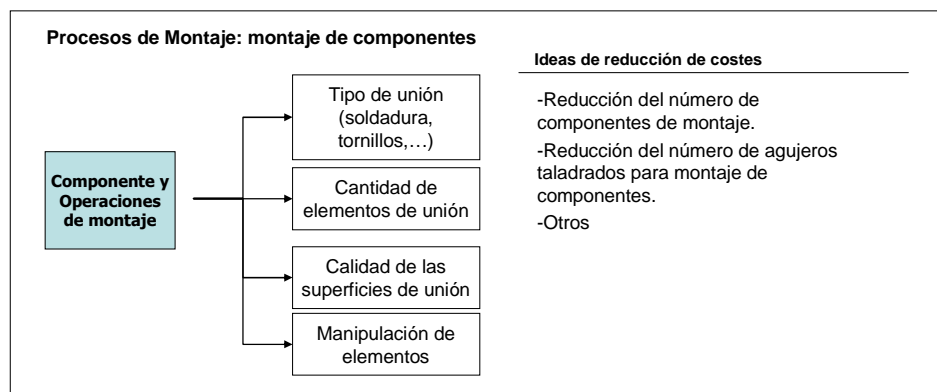


Figura 4.53. Esquema general de un modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de generación de ideas de reducción de costes en el área de fabricación de producto (Fuente: elaboración propia).

En la Figura 4.54. se presenta como propuesta el diagrama de flujo como modelo a utilizar para realizar el análisis de la generación de propuestas de reducción de costes de los aspectos de operaciones de cadena de suministro (como referencia se muestra un proceso tipo de cadena de suministro de un componente de aerogenerador).

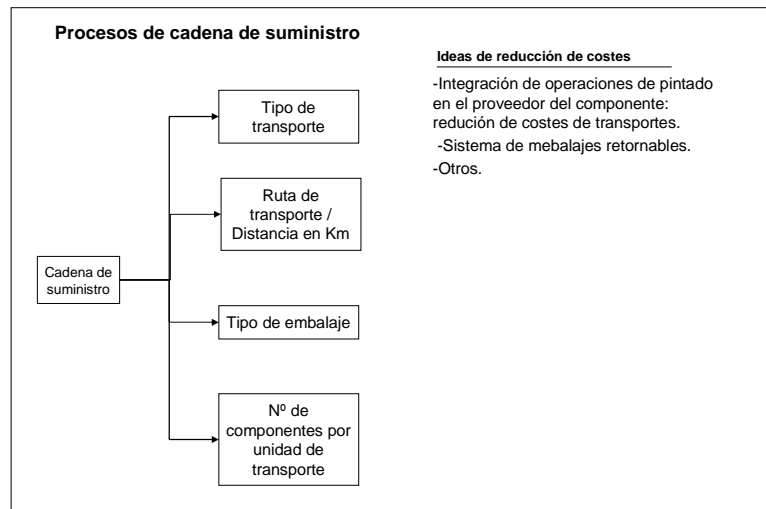


Figura 4.54. Esquema general de un modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de generación de ideas de reducción de costes en el área de cadena de suministro del producto (Fuente: elaboración propia).

5.3. Herramientas de análisis del desglose de costes de los componentes.

Con objeto de analizar los desgloses de costes de los componentes analizados se plantea como propuesta la utilización de diagramas de Pareto, diagramas verticales y diagramas de árbol. El modelo de análisis de los factores de los costes (*Cost Drivers Analysis*) de un sistema o de un componente, es una metodología estándar utilizada en diferentes sectores industriales, la cual se plantea aplicar en la presente tesis como parte de la propuesta metodológica de reducción de costes. Los factores de los costes (*Cost Drivers*) deben ser desarrollados como una sistemática de trabajo para el cálculo de los costes del producto o componente y deben ser utilizados como una herramienta de análisis de los factores que componen e influyen en los costes. Deben ser definidas las áreas, sistemas y componentes en los que se debe focalizar el programa de reducción de costes de un producto o sistema. En la Figura 4.55. se presenta el esquema genérico de los factores de los costes (*Cost Drivers*) con las diferentes fases propuestas como procedimiento:

- Definición de la estructura de costes del sistema o componente.
- Identificación de los factores de los costes (*Cost Drivers*) del sistema o componente.
- Generación de ideas de reducción y minimización de costes en cada factor.
- Priorización de ideas de reducción y minimización de costes en cada factor.

ANÁLISIS DE FACTORES DE COSTES (COST DRIVERS)

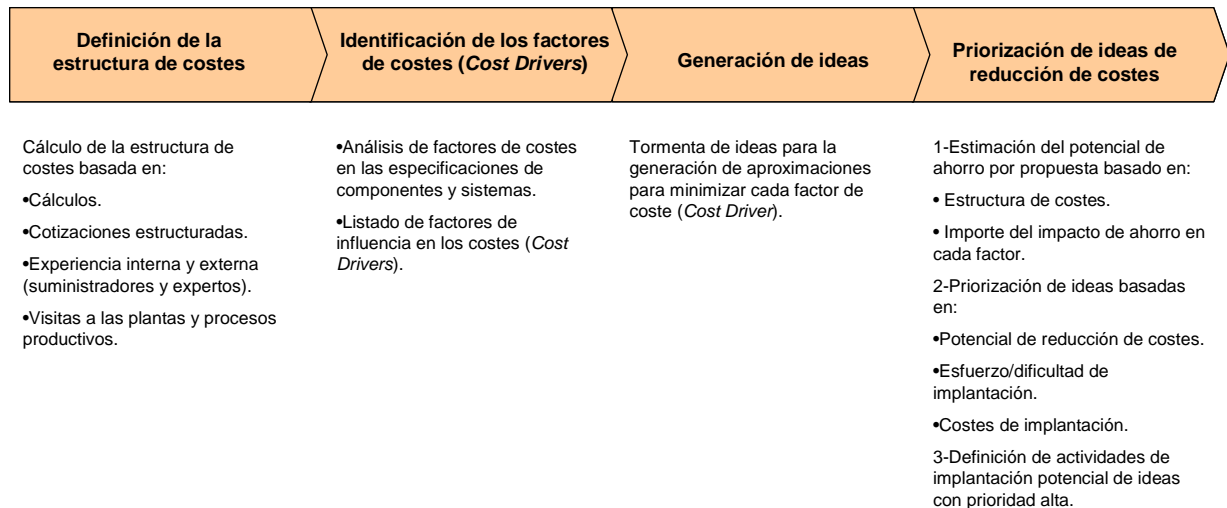


Figura 4.55. Esquema general del modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de identificación de factores de costes y de generación de ideas de reducción de costes (fuente: elaboración propia).

En la Figura 4.56. se presenta el esquema genérico de un desglose de la estructura de costes de un sistema o componente con los diferentes factores de costes que lo integran, así como una muestra del desglose de detalle que se puede llevar a cabo con cada uno de los factores de los costes.

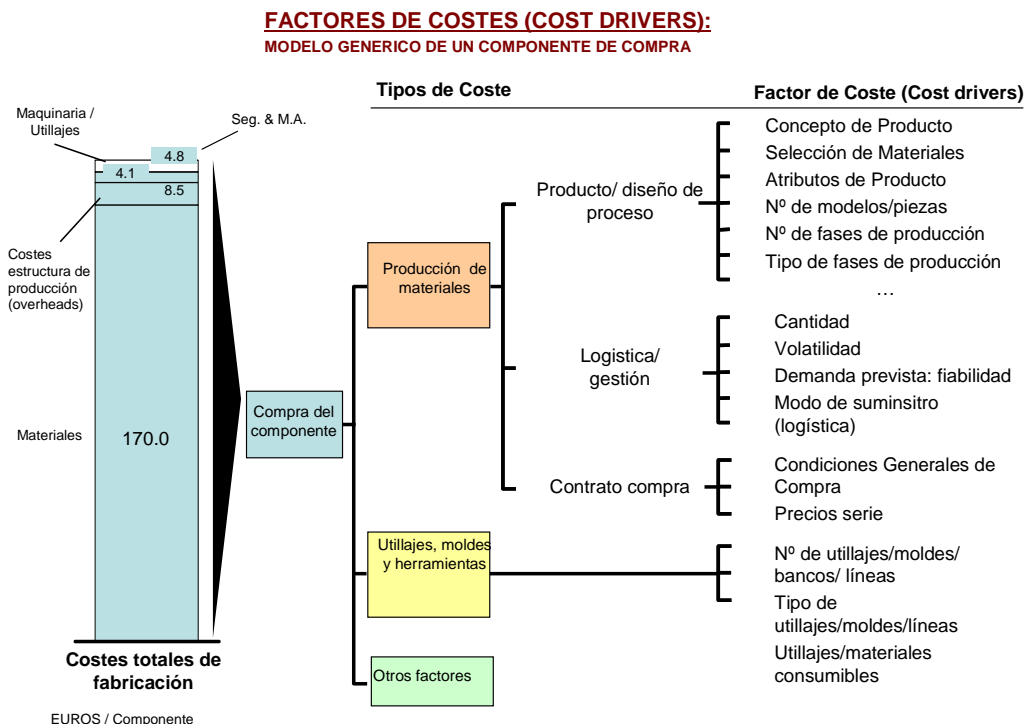


Figura 4.56. Esquema general del modelo de diagrama de flujo a utilizar en el proceso de identificación de los factores de costes (Fuente: elaboración propia).

En la Figura 4.57. se muestra un modelo de diagrama de flujo vertical donde se puede llevar a cabo el análisis e identificación de los diferentes factores de coste de la estructura de costes de un componente de aerogenerador y donde se pueden registrar las propuestas de reducción de costes del componente para ser desarrolladas posteriormente (en el esquema se muestra el caso de un componente forjado como modelo de aplicación del procedimiento).

ESTRUCTURA DE COSTES y FACTORES DE COSTES (Cost Drivers): Componente Forjado

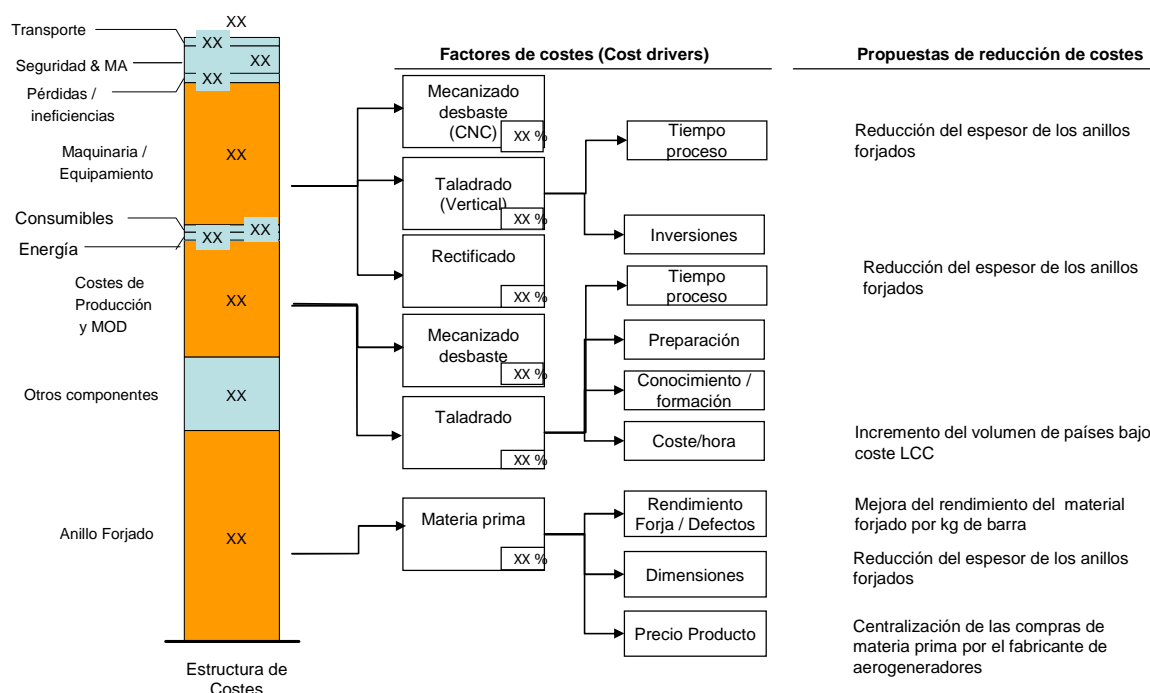


Figura 4.57. Esquema general de modelo de diagrama vertical de un desglose de la estructura de costes en % de un componente forjado de aerogenerador (Fuente: elaboración propia).

5.4. Herramientas estándar aplicables para los programas de reducciones de costes de componentes.

La presente propuesta de metodología de reducciones de costes de componentes de aerogeneradores, debido a la gran variedad de tecnologías de los componentes a analizar, plantea la utilización de múltiples herramientas estándar existentes en el entorno industrial y de contrastado uso en diferentes sectores industriales como el automóvil, el sector aeronáutico y el de fabricación industrial de sistemas y componentes. Se mencionan a continuación una serie de herramientas y de disciplinas de análisis, no exhaustivas, y que pretenden servir como guía general de utilización en los programas de reducciones de costes a llevar a cabo, pudiéndose utilizar asimismo otras metodologías no mencionadas en este apartado.

- *Design For Manufacturing and Assembly (DFMA)*: diseño para la fabricación y el montaje.
- *Design to Cost (DTC)*: diseño para el coste.
- Ingeniería Inversa (*Reverse Engineering*).
- Modularización y estandarización: procesos aplicables tanto a diseño como a fabricación de componentes.
- Reducción de peso: aplicable al diseño de componentes y de procesos de fabricación.
- Análisis del estado de la competencia (*Benchmarking*): procesos de análisis de los procesos y de los componentes de los competidores.
- Cálculo de precios objetivos de los componentes.
- *Value Analysis/Value Engineering (VA/VE)*: análisis de valor/análisis de ingeniería.
- *TCO (Total Cost of Ownership)*: análisis del coste total del componente terminado y suministrado.
- *Lean Manufacturing*: Mejora del proceso de organización de la producción.
- Herramientas de mejora de los procesos productivos: 7 Wastes (7 desperdicios en los procesos productivos); 5S (mejora de orden y limpieza); KANBAN (Organización de la producción interna y flujos de materiales); FMEA/AMFE (*Failure Mode Effect and Analysis* / Análisis de Modos de Fallos y Efectos potenciales); etc.
- Gráficos de Pareto: análisis de los costes ABC en los componentes, sub-componentes, proveedores, etc.

HERRAMIENTAS GENÉRICAS DE MEJORA PARA REDUCCIÓN DE COSTES

Componente / Sistema	Herramientas analíticas					Herramientas de desarrollo de producto			
	Desglose de Costes	Diagramas Flujo	Análisis Factores Coste (Cost Drivers)	Análisis TCO	Otros	DFMA	Modularización y estandarización	Reducción Pesos	Bench-marking
Torres	▲	▲	▲	▲		▲		▲	▲
Palas	▲	▲	▲	▲		▲			
Multiplicadora	▲		▲	▲		▲	▲		
Generador eléctrico	▲	▲	▲	▲		▲	▲		
Forjas & fundiciones	▲		▲	▲				▲	
Componentes Mecánicos	▲		▲					▲	
Componentes Eléctricos	▲		▲						▲
Electrónica Potencia	▲		▲			▲			
Hidráulica	▲		▲			▲			
Otros componentes									

Figura 4.59. Esquema general de diferentes tipologías de herramientas estándar aplicables para cada componente del programa de reducciones de costes de componentes de aerogeneradores (Fuente: elaboración propia).

6-Valoración de las ideas de reducción de costes.

En la valoración de las ideas de reducción de costes se considerará la relación del ahorro proporcionado por cada una de las propuestas respecto a los siguientes parámetros:

- Costes de inversión de capital (CAPEX) como base de partida de los costes.
- Costes de desarrollo de las propuestas de reducción de costes y de su implementación.
- Modificación de las especificaciones del producto y de los componentes.
- Inversiones a realizar, si las hubiera.
- Criticidad técnica y factibilidad de realización de la propuesta de reducción de costes.

En la Figura 4.60. se presenta como modelo de herramienta, un diagrama con la identificación de propuestas de reducciones de costes y el detalle de los ahorros para un ejemplo de aerogenerador Onshore de 2 MW, siendo esta una fase para evaluar y valorar el impacto de cada propuesta en cuanto a la reducción de costes aportada y proceder a incluirla en el proceso de validación interno del proyecto. En esta fase de valoración estimada de los ahorros de costes, es preciso definir la base de partida con los costes actuales del sistema o de cada componente analizado (ver esquema de la izquierda en la Figura 4.60.), determinar la cantidad de ahorros identificada en cada propuesta con la mayor precisión posible y finalmente incluirla en el proceso de aprobación, según se describe en el Punto 7 (Validación de las propuestas e ideas de reducción de costes). En el esquema de la derecha en la Figura 4.60. se desglosan las propuestas de reducciones de costes con su importe económico, su porcentaje de contribución sobre el total de la reducción de costes a obtener y el nº de ideas identificadas y valoradas en el proyecto de reducción de costes del aerogenerador.

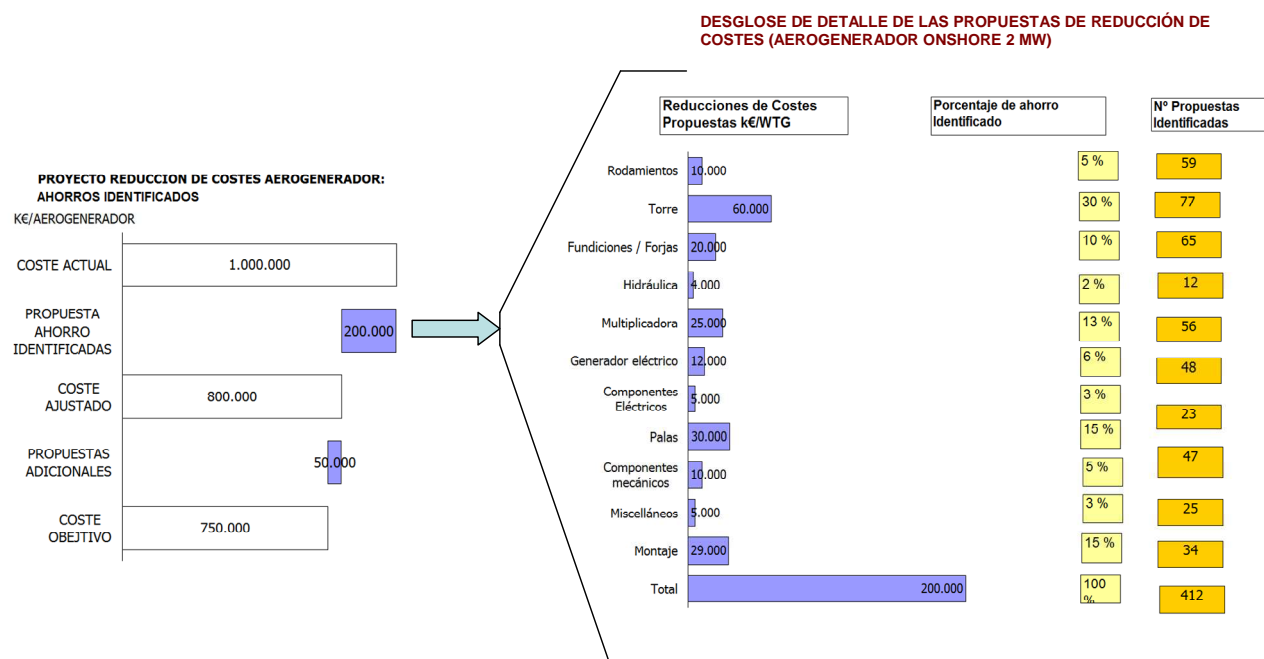


Figura 4.60. Esquema general de un modelo de herramienta para la identificación de ahorros y reducciones de costes de componentes de aerogenerador con el desglose de la valoración de los costes de cada propuesta (Fuente: elaboración propia).

En la Figura 4.61. se muestra como referencia un modelo de diagrama vertical donde, partiendo del coste actual, se lleva a cabo el análisis y valoración de las propuestas de los diferentes factores de obtención de reducciones de costes de un componente de aerogenerador (parámetros técnicos del diseño, suministro de materiales, cadena de suministro, procesos de fabricación e instalación), donde posteriormente dichas propuestas, una vez sean aprobadas e implantadas, se obtendrá el valor final de las reducciones de costes del componente (coste ajustado manteniendo la funcionalidad). Asimismo se lleva a cabo el establecimiento de un coste objetivo para los componentes, siendo este coste objetivo menor que el valor del coste ajustado del componente obtenido después del proyecto de reducción de costes, constituyéndose en la nueva referencia de costes a obtener en los siguientes proyectos.

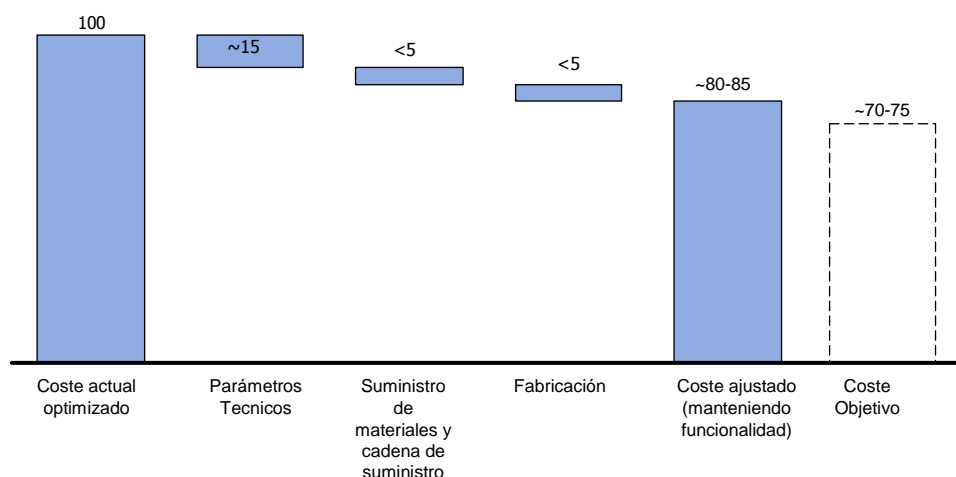


Figura 4.61. Esquema general de un modelo de diagrama vertical con un desglose de las propuestas a valorar para la obtención de reducciones de costes de un componente de aerogenerador (Fuente: elaboración propia).

7-Validación de las propuestas e ideas de reducción de costes.

El proceso de validación de las ideas de reducción de costes, cuyos valores cuantitativos se han estimado relevantes para la reducción del coste de las inversiones de capital (CAPEX), se lleva a cabo mediante la definición de una serie de fases en las que se definen los criterios de validación de las mismas, las cuales se definen a continuación:

- Cuantificación del porcentaje de ahorro.
- Importe económico del ahorro.
- Factibilidad técnica y valoración de riesgos de la implantación y de su fabricación.
- Grado de dificultad de la implantación.
- Aprobación por parte del suministrador de componentes.
- Aprobación por el comité de dirección de la empresa.
- Preparación de la documentación final del proyecto de reducción de costes y finalización del proyecto.

El proceso de validación de las ideas de reducción de costes de la metodología propuesta, se presenta en el esquema de la Figura 4.62. de manera sintética, en donde se indica que las ideas de reducción de costes están sujetas a un flujo con diferentes fases las cuales abarcan desde su generación a su implantación y finalización.



Figura 4.62. Esquema general del proceso de validación de las ideas de reducción de costes de la metodología con las diferentes fases de madurez (Fuente: elaboración propia).

En la Figura 4.63. se presenta un modelo del proceso de validación de las ideas de reducción de costes en sus diferentes fases de madurez (se indica un ejemplo del grado de madurez en un proyecto tipo de reducción de costes de un componente de aerogenerador), el cual puede ser utilizado en la fase de validación de las propuestas de reducción de costes de un proyecto. Las fases de madurez del proyecto de reducción de costes vienen determinadas por la superación por parte de la propuesta de reducción de costes de las fases del procedimiento, según se detallan en el esquema general anterior de la Figura 4.62.

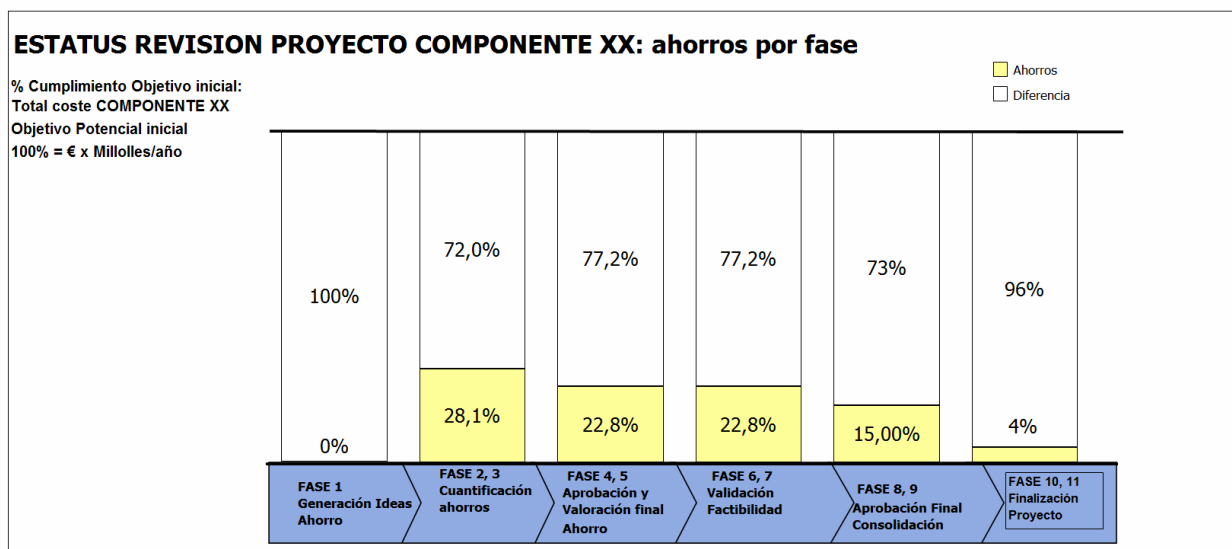


Figura 4.63. Esquema general con un modelo de gráfico del proceso de maduración para la validación de las ideas de reducción de costes de un componente de aerogenerador con las diferentes fases de madurez (Fuente: elaboración propia).

8-Consolidación de los ahorros de costes.

Cuando se ha completado el proceso de maduración técnica y de factibilidad de cada propuesta de reducción de costes y una vez que estas están totalmente validadas, lo cual incluye el nuevo desglose de costes de cada conjunto y componente después de incorporar la reducción de costes, se procede a la consolidación del proceso de ahorro de costes según se ha planteado en el esquema general del punto 7 (Ver Figura 4.62. con las fases de validación de las propuestas e ideas de reducción de costes).

Para ello se pueden utilizar opcionalmente diferentes herramientas, entre ellas los gráficos de consolidación de los ahorros por semanas o meses. En la Figura 4.64. se muestra un modelo de esquema de seguimiento del plan de captura y consolidación de las propuestas de reducción de costes, en un programa sobre todos los componentes de un aerogenerador completo. Se indica la evolución por semanas y el porcentaje alcanzado sobre el total de reducción de costes objetivo planificado en el proyecto.

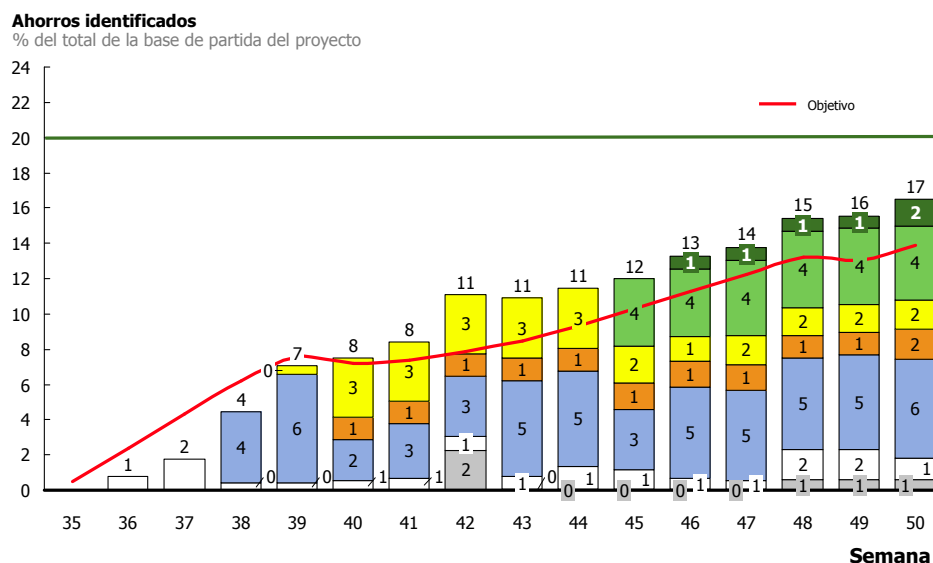


Figura 4.64. Esquema general de un modelo de seguimiento del plan de captura y consolidación de las propuestas de reducción de costes de un programa, sobre todos los componentes de un aerogenerador completo (Fuente: elaboración propia).

Como parte de la consolidación de ahorros de costes, y para aerogeneradores con previsión de implantación de la producción en serie, se pueden utilizar distribuciones de los ahorros obtenidos en el programa de reducción de costes en un horizonte temporal cuya división se puede establecer en las fases de fabricación siguientes, tanto para componentes como para aerogeneradores: prototipos, pre-series y series. En la Figura 4.65. se muestra un modelo de distribución temporal de la implantación de las propuestas de reducciones de costes validadas, con porcentajes y cantidades de ahorro por componente que se implantan en las diferentes fases productivas en función de una serie de factores implícitos a cada propuesta (plazo de ejecución de la modificación técnica, costes de inversión, prioridad establecida en el proyecto, etc.).

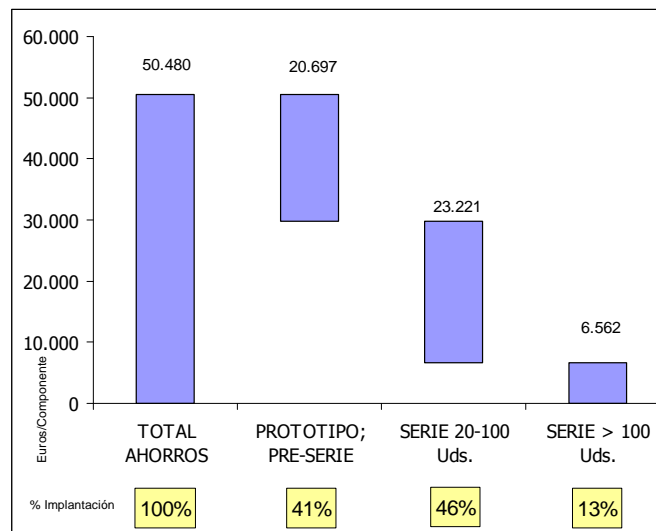


Figura 4.65. Esquema general de distribuciones temporales de los ahorros obtenidos en el programa de reducción de costes con un horizonte temporal de prototipos, pre-series y series sobre todos los componentes de un aerogenerador completo (Fuente: elaboración propia).

9-Plan de implantación.

Una vez que se ha cerrado la validación y la aprobación de la propuesta de reducción de costes y se han capturado los ahorros de costes con su importe final, todo ello según el procedimiento a seguir expuesto en el punto 7 (Validación de las propuestas e ideas de reducción de costes), es preciso definir un plan de implantación de las propuestas de ahorro y reducción de costes aprobadas. Este plan de implantación deberá incluir la definición de las actividades de desarrollo e implantación, así como el cronograma de realización.

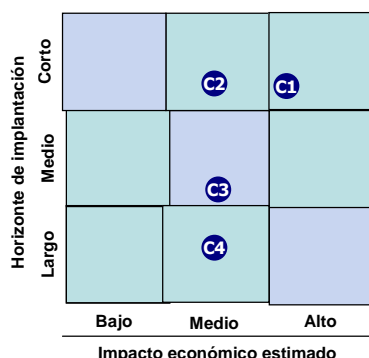
En primer lugar la propuesta de plan de implantación debe contemplar un plan de detalle de las propuestas de reducción de costes aprobadas y consolidadas, con una serie de datos tales como los definidos a continuación:

- La definición de detalle de las propuestas de reducción de costes.
- El impacto de los ahorros obtenidos en el programa de reducción de costes.
- El horizonte temporal de implantación de las propuestas (corto, medio o largo plazo).

En la Figura 4.66. se presenta un modelo tipo de plan de detalle de implantación de un componente de aerogenerador (ejemplo con una pieza de fundición) con el detalle de los datos específicos de cada propuesta de reducción de costes para cada componente o sistema del aerogenerador.

RESUMEN de PROPUESTAS de AHORRO AEROGENERADOR: CADENA DE SUMINISTRO

✓ Aprobadas



Nº	Propuestas de Ahorro	Estatus	Impacto k€/AERO Horizonte	Dept./Líder
C1	Optimización de los costes de transporte de los componentes de aerogenerador.	✓	~1,55 Corto	Compras/MJR
C2	Optimización de la base de suministradores externos de componentes internos del aerogenerador y de subcontratistas de sub-montajes.	✓	~1 Medio	Compras/PLZ
C3	Proveedores externos de aerogenerador: centralización en el fabricante de aerogeneradores de las compras de componentes, consumibles y subcontrataciones.	✓	~0,5 Medio	Compras/MJR
C4	Optimización de la localización de la cadena de suministro en España de los principales componentes del aerogenerador, mejorando la situación actual en relación a las localizaciones de los suministradores de componentes, la ubicación de los procesos intermedios de fabricación, la localización de la fabricación y el montaje de la torre, nacelle y palas.	✓	0,45 Largo	Operaciones/VLM

Horizonte de implantación: Corto: <3 meses; Medio: 3-6 meses; Largo: 6-18 meses;

Figura 4.66. Esquema general con un modelo de plan de detalle con las propuestas de ahorro aprobadas y con los ahorros de coste consolidados, así como con el horizonte temporal de implantación (Fuente: elaboración propia).

En la fase del plan de implantación se debe partir previamente del cronograma de actividades iniciales generales en la fase de lanzamiento del proyecto de reducción de costes (ver modelo propuesto a aplicar en la Figura 4.67.). A partir del mismo y junto con el plan de propuestas validadas de reducción de costes de todos los componentes (ver esquema anterior en la Figura 4.66.) se procederá a preparar el cronograma final de implantación del proyecto de reducción de costes del aerogenerador.

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE COSTES DE UN AEROGENERADOR: FASE INICIAL

- ◆ Lanzamiento Proyecto (Kick-off)
- △ Revisiones progreso proyecto
- Revisión Comité dirección

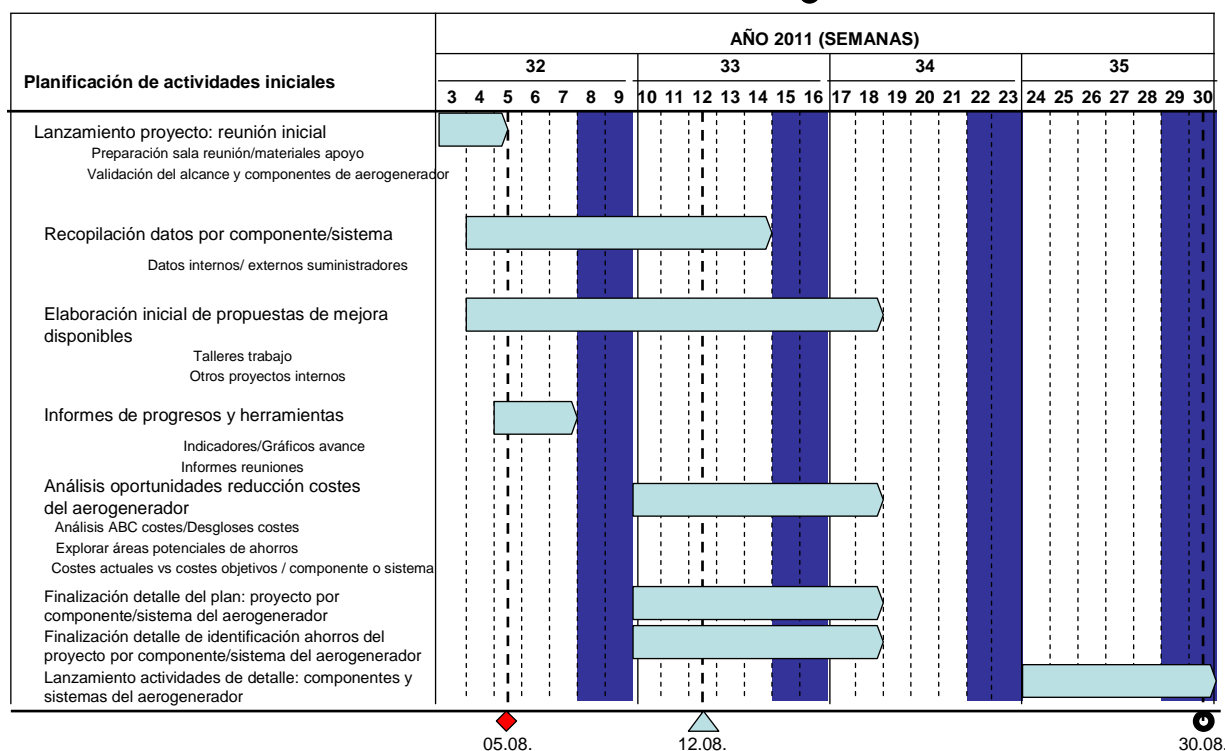


Figura 4.67. Cronograma de implantación inicial de las actividades del proyecto de reducción de costes de un aerogenerador (Fuente: elaboración propia).

Finalmente es necesario definir un cronograma con el plan de implantación de cada propuesta de ahorro dentro de cada componente o sistema del aerogenerador, dentro del cual se definirán las actividades de desarrollo e implantación con fechas específicas incluidas en el cronograma de realización. La herramienta propuesta es estándar y consiste en un cronograma de actividades del tipo Gantt o del tipo cronograma simple. En la Figura 4.68. se muestra como referencia un modelo tipo de cronograma de actividades con sus fechas de implantación e hitos principales a cumplimentar.

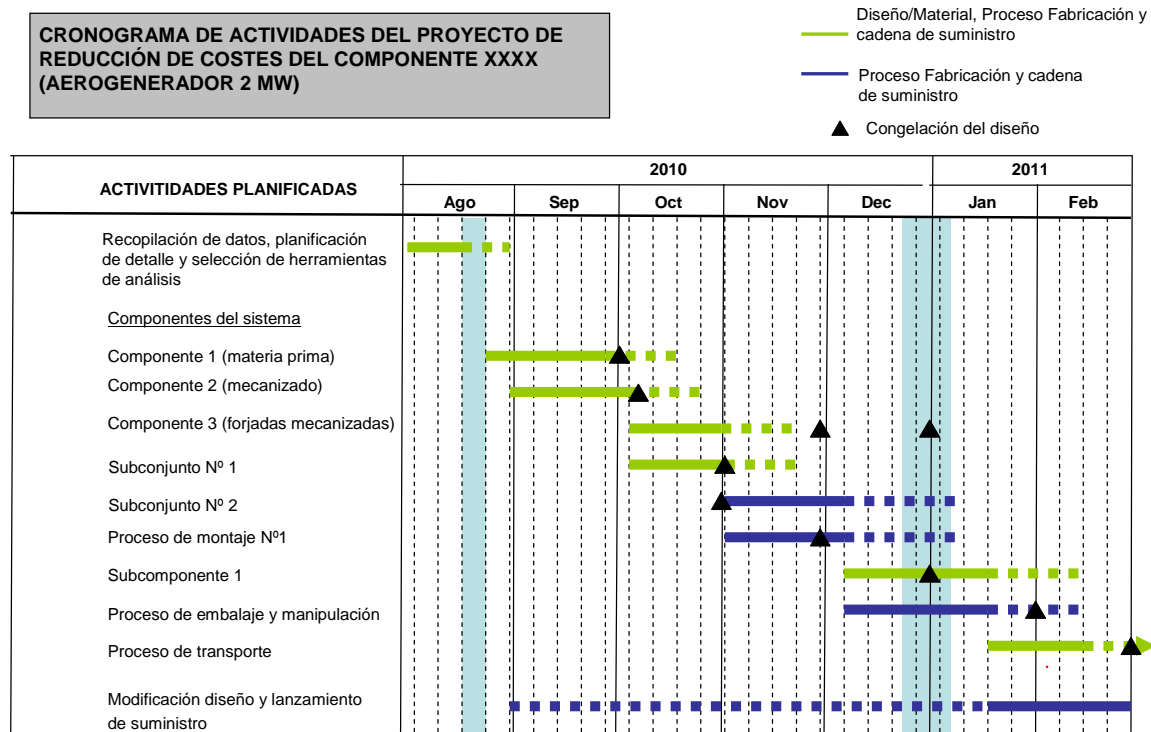


Figura 4.68. Esquema general de un modelo de cronograma de actividades con el plan de implantación de cada propuesta de ahorro (Fuente: elaboración propia).

10-Efectos consolidados de la reducción de costes.

Una vez completado el plan de implantación de las propuestas de reducción de costes validadas y aprobadas con sus correspondientes actividades a desarrollar, se llevará a cabo el cálculo de los efectos consolidados del proyecto de reducción de costes en los costes de inversión de capital (CAPEX) y finalmente en el coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador Onshore completo, siendo la parte final del caso de estudio del proyecto de reducción de costes. Para ello se tomarán como base de partida los costes iniciales del componente o sistema analizado y se recalcularán los costes finales consolidados de cada componente o sistema analizado, y asimismo los costes finales obtenidos en el aerogenerador completo después de la implantación del programa de reducciones de costes. A partir de estos datos de costes finales del aerogenerador se puede volver a calcular, en primer lugar los nuevos costes de inversión de capital (CAPEX) actualizados, para finalmente calcular en la fórmula del coste de la energía (COE) anualizada el nuevo valor obtenido para el aerogenerador completo.

Para realizar el cálculo de detalle del coste de la energía (COE) anualizada, se propone en la presente tesis utilizar el modelo *WindPACT* de diseño de costes del laboratorio norteamericano NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), el cual está disponible en el informe “*Wind Turbine Design Cost and Scaling Model (L. Fingersh, M. Hand, and A. Laxson), Technical Report NREL/TP-500-40566 December 2006*”, disponible en la dirección <http://www.nrel.gov/wind/pdfs/40566.pdf>. El informe citado utiliza como fuentes los proyectos *WindPACT* y *LWST* encargados por el DOE (*Department of Energy*) de EEUU, así como estudios realizados por la Universidad de Sutherland y datos de empresas del sector eólico. La finalidad es la de obtener coeficientes del coste de la energía (COE) mediante el uso de indicadores económicos. Una de las limitaciones de dicho informe es que el estudio sólo contempla

aerogeneradores a barlovento, tres palas, eje horizontal, control por paso y velocidad variable (NREL), pero es totalmente válido para los modelos de aerogeneradores Onshore y Offshore investigados en la presente tesis.

Para el cálculo del coste de la energía (COE) anualizada producida por el aerogenerador Onshore de 2 MW se ha partido de la fórmula de COE siguiente (los valores de COE son en Euros/kWh):

$$\text{CoE} = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$$

(*)

CoE: *Cost of Energy* (Coste de la energía) anualizada en €/kWh.

Annualized CAPEX: *Annualized Capital Expenditure* (Gastos de capital anualizados).

Annualized OPEX: *Annualized Operation Expenditure* (Gastos de operación y mantenimiento anualizados).

Annual Energy Production (AEPnet): es el valor de la energía total producida por el aerogenerador eólico durante el periodo anual considerado.

El cálculo del coste de la energía (COE) producida por un aerogenerador eólico expresado en la fórmula (*) viene dado por el cociente entre el Coste de Capital CAPEX (*Capital Expenditure*) anualizado, más el Coste de Operación OPEX (*Operation Expenditure*) anualizado, y todo ello dividido por la energía total producida por el mismo durante el periodo anual considerado expresado en €/kWh (ver detalles de cada concepto en el punto 2.6.2.2. (Coste de la energía de un aerogenerador (COE))).

Desglosando la anterior fórmula del COE, según el modelo de NREL mencionado anteriormente, se obtienen los siguientes desgloses de parámetros a calcular (NREL):

- El factor denominado costes de capital anualizados o Annualized CAPEX (*Annualized Capital Expenditure*), se desglosa en los siguientes componentes a su vez:

$$\text{Annualized CAPEX} = \text{FCR} * \text{ICC}$$

- FCR (*Fixed Capital Rate*) o tasa fija de costes de capital, es anual y se mide en la inversa de la unidad de tiempo (año⁻¹) y representa la cantidad anual por dólar (o euros) de Coste Inicial de Capital (ICC) necesario para cubrir tanto costes de financieros de construcción, como gastos de financiación, impuestos, depreciación, tasa de retorno de deuda y seguros. Su valor es fijo según el modelo e igual al 11,58% del ICC.
- ICC (Coste de Capital Inicial o *Initial Capital Cost*): el coste de capital inicial se mide en la unidad monetaria, y se obtiene como suma del *Turbine Capital Cost* (TCC) o coste de capital del aerogenerador y el *Balance of the Station* (BOS) o balance del emplazamiento.

$$\text{ICC} = \text{TCC} + \text{BOS}$$

TCC (Coste de capital del aerogenerador)

TCC representa el coste de capital asignado al aerogenerador como máquina. El TCC representa los costes de los componentes principales del aerogenerador como el rotor (palas, buje, mecanismo y rodamientos del sistema de paso, y cono); de la nacelle (eje de baja velocidad, rodamientos, multiplicadora, freno mecánico, generador, electrónica de control de velocidad, rodamientos y mecanismo de orientación, carcasa, conexiones eléctricas, sistemas hidráulicos y de acondicionamiento); de los componentes del sistema de control y de los componentes de la torre.

BOS (Balance de la estación).

El BOS representa los costes de la construcción del emplazamiento o estación donde se ubica el aerogenerador Onshore. El BOS engloba los costes principales del emplazamiento o de la

estación, como son los costes de cimentación y de la estructura de soporte; los costes de transporte; los costes de carreteras y de obra civil; los costes de montaje e instalación; y los costes de interfaces y de conexiones eléctricas.

- El factor denominado *Annual Energy Production (AEPnet)*: es el valor de la producción de energía neta anual. El AEP neto (AEPnet) se mide en kWh/año, y se obtiene como producto de las horas equivalentes de producción de energía del aerogenerador (proyectado Heq) por la potencia nominal del mismo (PN).

$$\text{AEPnet} = \text{Heq} * \text{PN}$$

- El factor denominado *Annualized OPEX (Annualized Operation Expenditure: AOE)*: es el denominado “Costes anuales de operación” del aerogenerador y es el relativo a los costes de operación y mantenimiento anualizados. Este coste anual de operación engloba los costes relacionados con la operación del aerogenerador Onshore y se expresa en \$/kWh ó en €/kWh. El AOE se define mediante la siguiente fórmula:

$$\text{AOE} = (\text{LLC} + \text{LRC} + \text{O\&M})/\text{AEPnet}$$

- LLC (*Land Leasing Cost* o coste de arrendamiento del terreno), o BLC (*Bottom Leasing Cost*) en configuración marina Offshore: es el coste de arrendamiento del terreno o del fondo del océano (unidad monetaria/año), se refiere a los costes anuales de dichos alquileres. El modelo de NREL fija el LLC como un 0,108% del AEPnet, tanto para configuración de tierra como marina.

- LRC (coste global medio anual de sustitución en unidad monetaria/año): incluye los costes anuales medios de reemplazo de los componentes principales del aerogenerador. El LRC se obtiene como el producto de la potencia nominal del aerogenerador por un factor, distinto para los casos de configuración terrestre o marina, ascendiendo a 10,7 y 17 respectivamente (en las unidades correspondientes).

- O&M (coste de operaciones y mantenimiento en unidad monetaria/año): es el coste que incluye los costes anuales de mano de obra, de componentes y recambios previstos para el mantenimiento del aerogenerador y los no previstos; costes de componentes y recambios para el mantenimiento de las instalaciones y equipos; y costes de la mano de obra administrativa y de soporte. El modelo de NREL también distingue entre el coste de O&M para configuración marina o de tierra, siendo en el caso terrestre de 0,7% del AEPnet y en el caso marino, de 2% del AEPnet.

Finalmente el nuevo desglose de la fórmula del COE nos proporciona una nueva fórmula (NREL):

$$\text{COE} = (\text{FCR} * \text{ICC} / \text{AEPnet}) + \text{AOE}$$

Con la recopilación de los valores reales del aerogenerador que se quiera evaluar se puede obtener el valor del coste de la energía (COE) según la fórmula anterior, la cual se plantea utilizar como modelo de cálculo de dichos costes en cualquier modelo de aerogenerador convencional (barlovento, tres palas, eje horizontal).

4.6.2. Desarrollo del caso de estudio: reducción de costes de una torre de aerogenerador Onshore.

Una vez propuesta la metodología de reducción de costes, la cual se ha desarrollado conceptualmente en los puntos anteriores, se plantea en la presente tesis la comprobación real de que la misma es una metodología adecuada y en consonancia con el planteamiento y el objetivo de la tesis. Para ello se utilizará la mencionada metodología en un caso real de un componente de aerogenerador Onshore en la que se desarrollarán todas las fases de la metodología para obtener un ahorro real en los costes finales del componente.

En un aerogenerador el coste de la energía (COE) es un factor determinante en la viabilidad del proyecto (EWEA), desde el punto de vista del lanzamiento del diseño y de la fabricación del mismo, así como en el

potencial de ventas en cuanto al número de unidades vendidas en el mercado eólico. Dentro del apartado del coste de la energía (COE) existen varios factores que lo constituyen, como son fundamentalmente los costes de inversión de capital (CAPEX), los costes de operación y mantenimiento (OPEX), los costes financieros y la energía anual producida por el aerogenerador (AEP). En el presente caso de estudio, el autor de la tesis plantea una propuesta relativa a la mejora de los factores económicos de los costes de la energía (COE) por medio de la reducción de los costes de inversión de capital (CAPEX), y dentro de estos costes los relativos a los costes del aerogenerador los cuales son muy relevantes (en el caso Onshore entre el 60 y el 80% de los costes totales de inversión de capital CAPEX y entre el 40 y el 50% en el caso de Offshore), por lo que las propuestas de reducciones de costes en esta área presentan gran impacto en la reducción potencial del coste de la energía (COE).

De entre los diferentes componentes de un aerogenerador Onshore, según el desglose de costes presentado en el capítulo 2.3., para el caso de estudio se ha seleccionado la torre como el componente que mayor impacto tiene en el coste total del aerogenerador (alrededor del 30% en función del tipo de torre, tipo de diseño y altura de la misma).

Para el desarrollo del caso de estudio se procede a desarrollar cada una de las fases de la metodología propuesta en el punto 4.6.1.2. (Metodología de reducción de costes: propuesta de procedimiento), las cuales se desarrollan en los siguientes puntos para el caso de un proyecto de reducción de costes de una torre de aerogenerador Onshore.

1-Definición del alcance del proyecto de reducción de costes: torre de 78 m.

1.1. Alcance de componentes del aerogenerador a evaluar.

El alcance del proyecto de reducción de costes del presente caso de estudio es el del componente de torre metálica de 78 m, con 4 tramos o secciones, de un aerogenerador Onshore, incluyendo sus principales subcomponentes internos. El peso en porcentaje del total del coste de inversión de capital (CAPEX) de la torre metálica de un aerogenerador Onshore sobre el coste total del aerogenerador Onshore es desde alrededor de un 20% hasta un 30%, según las referencias bibliográficas consultadas (EWEA, AWEA y fabricantes), lo cual lo convierte en el componente de mayor coste en el conjunto del aerogenerador Onshore completo.

Para el proyecto de reducción de costes de una torre de aerogenerador, se ha seleccionado para el caso de estudio una torre de virola de chapa metálica de 78 metros de altura de 4 tramos o secciones, perteneciente a un aerogenerador tipo Onshore de 2 MW de potencia y 50 Hz, que se sitúan en el rango de tamaño medio más vendido en el sector eólico a nivel mundial (ver imágenes de una torre de este tipo en la Figura 4.69.).



Figura 4.69. Montaje en el emplazamiento eólico de una torre metálica de 4 tramos de 78 m e imagen de un aerogenerador Onshore con torre metálica de 78 m y 2 MW (Fuente: Windpower y Gamesa).

En las Figuras 4.70 y 4.71. se describen las principales características técnicas, de montaje y transporte de la torre metálica de 78 m y 4 tramos analizada para el proyecto de reducción de costes del presente caso de estudio, las cuales constituyen la base de partida desde el punto de vista técnico y de costes iniciales.

	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA TORRE	VALOR/PARAMETROS
TIPOLOGIA	Modelo de aerogenerador Onshore	2 MW Onshore 50 Hz
	Tipo de torre	Metálica con virola de acero
	Modelo de torre	78 m con 4 tramos cónicos tubulares
	Nº de tramos	4
DIMENSIONES	Altura total de torre	78 m
	Dimensiones de cada tramo	
	Altura de cada tramo: TRAMO1/TRAMO2/TRAMO3/TRAMO4	11,1 m/16,98m/23,85m/24,4 m
	Espesor de chapa	30 mm
	Diámetro de virola (Diam brida mayor): TRAMO1/TRAMO2/TRAMO3/TRAMO4	4240 mm/3810 mm/3494 mm/2781 mm
	Diámetro de virola (Diam brida menor): TRAMO1/TRAMO2/TRAMO3/TRAMO4	3810 mm/3494mm/2781 mm/2225 mm
	Tolerancias dimensionales: +/- mm (necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado según requisitos y estándares definidos por el fabricante).	1 mm
	Peso total de la torre	199,3 Toneladas.
	Peso total de cada tramo de torre: TRAMO1/TRAMO2/TRAMO3/TRAMO4	45,92 Tons/55,6 Ton/56,3 Ton/41,5 Ton
	Peso total de la torre en relación a la potencia del aerogenerador:	99,66 Toneladas/MW.
	Tipo de protección anti-corrosión: pintura /otros.	pintura plástica.
	Grado de protección de corrosión: C3, C4, C5.	C4H
MATERIALES	Tipo de material de virola metálica	Material de Acero S-355
	Normativas de diseño y de producto aplicables a las torres	NORMAS APLICABLES
	Normativa de materiales	S355 (Chapa de Acero)
	Normativa de Verificación	Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): Medida de cargas mecánicas.
	Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero	ISO 12944
	Materials properties [Req. 56] General materials requirements shall fulfil	GL 2003 guidelines (see ref. [1]).
	Material toughness and through-thickness properties must be to meet	Norma EN- 1993-1-10
	Technical delivery conditions for non-alloy structural steels must be to fulfil	standard EN 10025-1, EN 10025-2 and EN 10025-3.
	Delivery requirements for surface condition of hot-rolled steel plates, wide flats and sections have to meet	standard EN10163-2. Acceptance criteria class B and subclass 3.
	Ultrasonic inspections according to GPS92002 for steel flat product (GD009079).	Acceptance criteria: S1 on the sheet surface and E1 for the sheet borders.
	Ultrasonic inspections according to GPS92004 for forged components and for flash welding components, for flux cored components	Acceptance criteria: Grade 3, class E/e. Acceptance criteria included in the specification.
	Material tolerances Sheets tolerances on dimensions, shape and mass according to EN 10029 (Class B if not stated in drawings)	EN 10029 (Class B if not stated in drawings)
	Pieces of oxy-cutting must meet	standard ISO 9013. Acceptance criteria: ISO 9013-542
	Welding process Procedure: Pieces of oxy-cutting	<ul style="list-style-type: none"> - Weldings of shells and shell flanges must be full penetration - Weldings must be performed according to WPS as per ISO 15609-1. - WPS must be based on WPQR qualified according to ISO 15614-1. - Welders must be qualified according to EN-287-1. - The joint preparation of welding according to the WPS/PQR defined by GCT. - Detail category equal to the actual tower of 78m.C35
	Inspections Welding process: Pieces of oxy-cutting-	Visual inspections according to EN-970. Extent of inspection: 100% of longitudinal and circular weldings of shell and shell-flanges. Acceptance criteria: Level B according to ISO 5817. - Ultrasonic inspections of weldings according to GPS92001. Extent of inspection: 100% of longitudinal and circular weldings between shells and shells-flanges. Acceptance criteria: defined in GPS92001 - Magnetic particles inspections according to GPS91002, acceptance criteria 3X. Extent of inspection: according to EQ219002 - Liquid penetrant inspections according to EN1289, acceptance criteria 1, extent of inspection according to EQ219002
	Repairs Welding process:	<ul style="list-style-type: none"> - Weldings repair must be performed according to WPS as per ISO 15609-1. - WPS must be based on WPQR qualified according to ISO 15614-1. - Welders must be qualified according to EN 287-1. - Visual inspections are according to EN 970 Extent of inspection: 100% of repaired weldings must be inspected. Acceptance criteria: Visual examination: Level B according to ISO 5817. - Ultrasonic Inspections are according to GPS92001 Extent of inspection: 100 % of longitudinal and circular repaired weldings of shell and shell – flanges. Acceptance criteria: defined in GPS92001 - Magnetic particles inspections according to GPS91002, acceptance criteria 3X. Extent of inspection: according to EQ219002 - Liquid penetrant inspections according to EN1289, acceptance criteria 1, extent of inspection according to EQ219002=C37

Figura 4.70. Tabla resumen con las principales características técnicas de la torre metálica de 78 m y 4 tramos del aerogenerador de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

CARACTERISTICAS TECNICAS DEL COMPONENTE: TORRE 78 m AEROGENERADOR ONSHORE 2 MW 50 Hz

	CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA TORRE: MONTAJE Y TRANSPORTE	VALOR/PARAMETROS
Medios de transporte para los Tramos de torre	Montaje de los aerogeneradores en el emplazamiento (parque o emplazamiento aislado)	
	Transporte estándar por carretera	< 70 Toneladas por tramo
	Transporte especial por carretera:	camiones especiales con vehículos de señalización delante y detrás del transporte.
	Mínima anchura de carreteras:	9,1 a 10,5 m.
	Mínima radio de giro:	estándar se considera 30 m.
	Medios de izado de componentes:	grúas estándar, grúas especiales, polipastos.
	Procesos de montaje en campo del aerogenerador:	se realizan sobre los sub-componentes principales del aerogenerador como son la Torre, Nacelle, Rotor, Palas, Sub-componentes (Tren de potencia, eje).
Montaje de Torre metálica de tramos de acero	Procesos de inspección y verificación:	Según especificaciones del fabricante de aerogeneradores
	Unión de los tramos de la torre metálica a la cimentación:	Sistema utilizado según los estándares de montaje del fabricante.
	o Nivelación de la cimentación:	control de planitud según protocolo del fabricante.
	o Izado con grúa de cada tramo de torre metálica:	peso máximo de grúa estándar.
	o Anclaje por interferencia en la base del hormigón de la cimentación:	tipo de anclaje por interferencia o por unión atornillada mecánica.
	o Atornillado de la brida inferior a la cimentación:	Par de apriete (N/m) e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.
	o Atornillado de las bridas de unión entre tramos de torre:	Par de apriete (N/m).
Unión de los tramos de la torre: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.	o Conexión de los tramos de componentes internos de la torre:	Par de apriete (N/m).
	o Chequeo de los pares de apriete de las bridas y de los elementos de unión internos entre tramos de torres:	lista de chequeo y control del par con llave dinamométrica.

Figura 4.71. Tabla resumen con las principales características técnicas en cuanto a montaje y transporte de la torre metálica de 78 m y 4 tramos del aerogenerador de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

En cuanto a la justificación de seleccionar el modelo de torre metálica de virolas de acero para el proyecto de reducción de costes de aerogenerador Onshore, adicionalmente a que la torre contribuye en un 30% aproximadamente a los costes totales del aerogenerador Onshore (EWEA; Make, 2011), está el factor de la predominancia casi total de las torres metálicas de virolas de acero sobre el resto de modelos de torre en el sector eólico. Como causas fundamentales de esta situación están los costes de las torres de acero para tamaños pequeños y medianos de aerogeneradores Onshore y para alturas de hasta 100 metros, donde son comercialmente muy competitivas respecto a otras tipologías de torre.

De los resultados de la investigación llevada a cabo en la tesis, en cuanto a alturas de torre y rangos de potencia de los aerogeneradores Onshore, se observa una dispersión importante y una falta de estandarización en las alturas de torre utilizadas por los diferentes fabricantes, así como una gran dispersión en la relación entre las alturas de torre y de diámetros de rotor para las diferentes potencias utilizados por los diferentes fabricantes de aerogeneradores. Todo ello conlleva la creación de un espectro muy amplio en número de referencias diferentes para las torres Onshore y su consiguiente incremento en costes, tanto si se fabrican internamente o en un suministrador externo de torres. Como consecuencia de ello se incrementan los costes y tiempos de diseño de torres, y se minimizan las economías de escala incrementándose los costes de fabricación al existir multitud de referencias diferentes de tramos de torres y de torres terminadas.

Asimismo no se observan procesos de estandarización en los parámetros relativos a la relación entre las alturas de torre y de diámetros de rotor en los diferentes fabricantes, sino que todo indica que se diseña y fabrica en función de las adaptaciones solicitadas por los clientes (“*customización*”) lo cual conlleva una situación de pérdida de las economías de escala en el diseño y en la fabricación de las torres como se ha mencionado anteriormente.

Otro parámetro técnico fundamental en relación a la altura de la torre y diámetro del rotor de un aerogenerador Onshore es el de la “Clase” del aerogenerador, en función del tipo y velocidad de viento del emplazamiento (en este caso para la misma potencia se requieren mayores diámetros de rotor para las Clases IIIA, IIIB de vientos débiles lo cual a su vez tiene influencia en la altura de la torre y en el propio diseño del aerogenerador en cuanto a cargas de diseño).

1.2. Equipos y áreas de trabajo a integrar.

Para poder llevar a cabo el proyecto de reducción de costes de la torre de un aerogenerador Onshore es necesaria la creación de equipos de trabajo multidisciplinares en la compañía fabricante del aerogenerador responsable del diseño de la torre, con dedicación prioritaria al proyecto.

En el proyecto desarrollado en la presente tesis, el cual ha tenido lugar entre los años 2011 y 2012 con una duración de 6 meses, se ha contado con un equipo multidisciplinar perteneciente a la plantilla del

fabricante de aerogenerador, a los principales proveedores de componentes, a fabricantes de torres externos y de manera opcional por consultoras externas cuando se demandó por parte del equipo del proyecto. La dedicación ha sido a jornada laboral completa durante la duración del proyecto en el caso del jefe del proyecto, a tiempo parcial el resto del equipo de proyecto y con reuniones semanales de 3 horas de duración para la puesta en común y evaluación del grado de avance de cada una de las propuesta de reducciones de costes planteadas en el proyecto.

La estructura y composición del equipo del proyecto de reducción de coste de la torre del aerogenerador del caso de estudio ha estado compuesto por los siguientes integrantes del fabricante de aerogeneradores tanto a tiempo completo duración del mismo como a tiempo parcial:

- Comité de Dirección: con objeto de llevar a cabo la supervisión del proyecto. Es convocado semanalmente con dedicación a tiempo parcial e integrado por la dirección general de la empresa, la dirección de operaciones de torres, la dirección de ingeniería y la dirección financiera.
- Jefe de proyecto: con dedicación a tiempo completo durante la duración del mismo.
- *Controller* financiero: con dedicación a tiempo parcial cuya función es la recopilación de la evolución de las reducciones de costes y su implementación por parte del equipo de proyecto, así como el reportar la información obtenida al comité de supervisión del proyecto para su valoración y aprobación.
- Equipos multi-funcionales: pertenecientes a diferentes áreas de la empresa con dedicación a tiempo parcial para el proyecto, los cuales están integrados por las siguientes áreas y números de personas.
 - Ingeniería de diseño de torres: 1 ingeniero responsable del diseño de la torre de 78 m (materiales, virolas de chapa y componentes internos).
 - Ingeniería de fabricación de torres: 1 ingeniero responsable de la ingeniería de los procesos de fabricación de torres (soldadura de las virolas metálicas, pintura y montaje de componentes internos).
 - Fabricación de torres: 1 ingeniero responsable del proceso de fabricación de la soldadura de las virolas metálicas y 1 ingeniero responsable del proceso de pintura y montaje de componentes internos de la torre.
 - Logística: 1 responsable de las operaciones logísticas de acopio de componentes, de expedición de los tramos de torres y del transporte al parque eólico.
 - Instalación en campo de la torre: 1 ingeniero responsable del proceso de instalación en el parque eólico de los tramos de torre y de la torre completa.
 - Compras: 1 ingeniero responsable del proceso de compras de componentes metálicos de las virolas de las torres y 1 ingeniero responsable de los componentes internos de las torres.
 - Calidad: 1 ingeniero de calidad responsable de la coordinación de los requisitos exigidos tanto a nivel de fabricación interna y externa de las torres, como de sus componentes.
- Fabricante externo de torres: 1 ingeniero responsable de la ingeniería de los procesos de fabricación de torres y 1 ingeniero responsable del proceso de fabricación de la soldadura de las virolas metálicas y 1 ingeniero responsable del proceso de pintura y montaje de componentes internos de la torre.

En la Figura 4.72. se presenta el organigrama del equipo de proyecto que ha participado en el proyecto de reducción de coste de la torre de virolas metálicas del aerogenerador Onshore de 78 metros de altura, 4 tramos y de 2 MW de potencia.

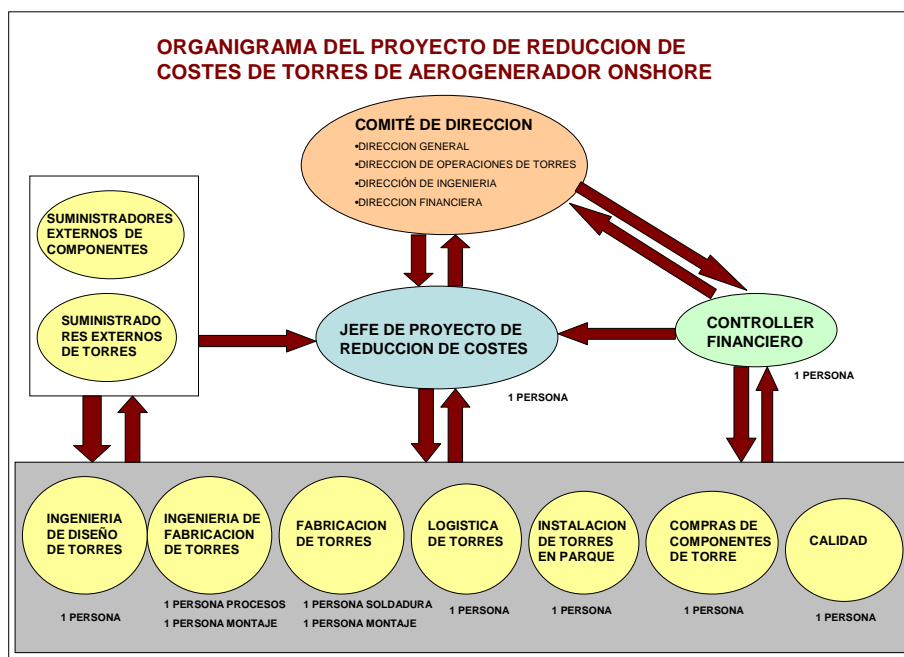


Figura 4.72. Esquema del organigrama del proyecto de reducción de costes de torres de 78 m de aerogeneradores Onshore con la estructura y el número de recursos asignados (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogeneradores).

2- Objetivos del proyecto de reducción de costes: torre de 78 m.

El objeto del presente caso de estudio es utilizar la metodología propuesta en el punto 4.6.1.2. (Metodología de reducción de costes: propuesta de procedimiento), con el objeto de mediante el desarrollo en un caso real obtener una reducción de los costes de la torre de virolas metálicas de un aerogenerador Onshore. Las características generales del proyecto de reducción de costes, en cuanto al componente seleccionado, son el de una torre de 4 tramos de virolas metálicas de 78 metros de altura y perteneciente a un aerogenerador Onshore de 2 MW de potencia y 50 Hz (la ficha de características técnicas se ha presentado en las Figuras 4.70. y 4.71. del punto 1). Por medio de la citada metodología se plantea el objetivo de obtener una reducción de los costes de inversión de capital (CAPEX) y finalmente una disminución del coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador Onshore. En función del valor de reducción de costes obtenido, tanto en la reducción de los costes de la torre de 78 m como en el nuevo cálculo del coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador, se obtiene una mayor competitividad de la energía eólica Onshore y una mayor aproximación a los costes de generación de energía eléctrica respecto a las fuentes de energía convencionales.

Alcance del caso de estudio: el planteamiento, en cuanto al alcance de la reducción de costes de la torre metálica de 78 m del aerogenerador Onshore, se focaliza en el análisis de las áreas principales definidas en la metodología propuesta y aplicadas a la torre del aerogenerador Onshore, las cuales se enumeran a continuación:

- Diseño: del conjunto de la torre de 78 m y de sus sub-componentes.
- Materias primas: chapa metálica y materiales de los sub-componentes. El proyecto se focalizará en la reducción de costes sobre los componentes y materiales que aportan el 80% del total de costes de la torre.
- Fabricación y montaje: procesos de soldadura de virolas, procesos de montaje de sub-componentes internos en los tramos de la torre, operaciones de instalación en el parque eólico de los tramos de la torre.
- Cadena de suministro: de sub-componentes, logística y de instalación en el parque eólico, centrada en Europa, pero definiendo conceptos para poder exportar y aplicar las propuestas a otras áreas geográficas como América o Asia.

El alcance del proyecto en cuanto a los componentes principales de la torre de 78 m y los aspectos de montaje e instalación sobre los que se van a desarrollar las propuestas de reducciones de costes se definen

a continuación:

- Estructura metálica o virola de la torre: 4 tramos de la torre de 78 m.
- Bridas forjadas y mecanizadas.
- Componentes internos de la torre: plataformas metálicas, elevador, componentes metálicos, componentes eléctricos, elementos de seguridad, etc.
- Operaciones de fabricación de componentes y de montaje de la torre de 78 m.
- Operaciones de instalación en el parque eólico de de la torre de 78 m.
- Costes Logísticos: transporte, embalaje, almacenamiento, etc.
- Otros aspectos de costes recurrentes: mantenimiento, etc.
- Datos de partida de la torre de 78 m en cuanto a dimensiones y pesos: son los mostrados en la Figura 4.73.

	Largo (m)	ØBrida mayor (mm)	Peso (Tn)
Tramo 1	11,1	4240	45,92
Tramo 2	16,98	3810	55,6
Tramo 3	23,85	3494	56,3
Tramo 4	24,4	2781	41,5

Figura 4.73: Tabla de datos dimensionales y pesos de la torre de 78 m y 4 tramos del aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogeneradores).

No se incluye dentro del alcance de este caso de estudio la cimentación de la torre de 78 m, al ser este componente perteneciente a la obra civil del parque eólico Onshore.

Objetivos generales del proyecto de reducción de costes: los principales objetivos establecidos para el presente proyecto por parte de la dirección de la empresa fabricante del aerogenerador Onshore y por parte de la dirección del proyecto son los definidos a continuación.

- Cálculo de los costes actuales de la torre metálica de 78 m y 4 tramos de virolas metálicas.
- Identificación de las propuestas y medidas de reducción de costes en las áreas del alcance del proyecto (diseño, materias primas, fabricación y montaje y cadena de suministro): incluyendo conceptos como el de reducción del número de tramos de torres (de 4 a 3) y mejoras de grandes componentes como las bridas y chapa metálica (ver Figura 4.74.).
- Determinar el nuevo coste ajustado del conjunto de la torre de 78 m después de haber implantado las propuestas de reducción de costes garantizándose el criterio de cumplimiento funcional y técnico.
- Establecer un nuevo coste objetivo mínimo de la torre metálica, con un coste total inferior al alcanzado a la finalización del proyecto de reducción de costes, con objeto de continuar con los proyectos de mejora continua, garantizándose el criterio de cumplimiento funcional y técnico.
- El enfoque del proyecto se centra en los costes recurrentes de la torre de 78 m: materias primas, fabricación, montaje y cadena de suministro.
- Periodo de tiempo de realización del proyecto: 6 meses, con una extensión de 2 meses adicionales para la actualización de la documentación a modificar.
- Establecimiento de horizontes de implantación de cada una de las propuestas de reducción de costes aprobadas para la torre de 78 m y sus componentes: el escalado de tiempos de implantación se divide en diferentes propuestas a implantar en diferentes periodos temporales como son en un periodo de 6 meses o inferior, en un periodo entre 6 y 12 meses, y en propuestas a implantar entre 12 meses y 24 meses.
- El planteamiento en cuanto al rango de objetivos de porcentaje de reducción de costes a obtener en el proyecto de la torre de 78 m de un aerogenerador Onshore, es del 20% de los costes totales de la torre.
- Los entregables del proyecto de reducción de costes de la torre metálica de 78 m deberán cumplir los siguientes requisitos en relación a las propuestas a aprobar: factibilidad técnica de realización, factibilidad económica, revisión y aprobación de cada propuesta en los grupos de trabajo del proyecto, aprobación por parte de los suministradores participantes, cuantificación de la reducción de

costes en cuanto a costes no recurrentes, planificación de la implantación de cada propuesta.

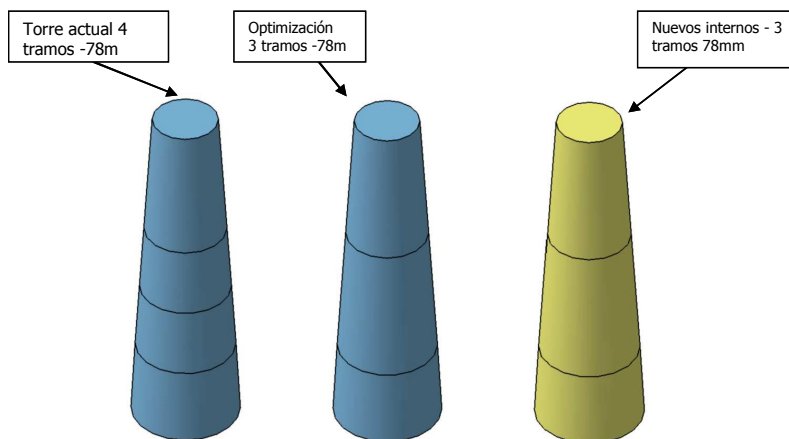


Figura 4.74: Esquema general del objetivo del programa reducciones de costes de la torre de 78 m y 4 tramos del aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogeneradores).

Estructura de costes del proyecto de torre de 78 m.

En la Figura 4.75. se presenta el esquema gráfico genérico del punto de partida del proceso de reducción de costes aplicable a una torre de 78 metros de aerogenerador Onshore de 2 MW de potencia. En la misma se indican los costes actuales de 221 k€ (siendo $k = 1000$) del conjunto de la torre (incluyendo todos los componentes), y el objetivo final de obtención de un coste menor del conjunto total de la torre analizada del 20% menor (siendo el nuevo coste final total de 177 k€). Adicionalmente se planteará, en la medida de lo posible, el establecimiento y la definición de un coste mínimo objetivo, el cual será menor al coste obtenido en el proyecto de reducción de costes, y que en nuestro caso se ha fijado en un 5% adicional de reducción de costes (168 k€).

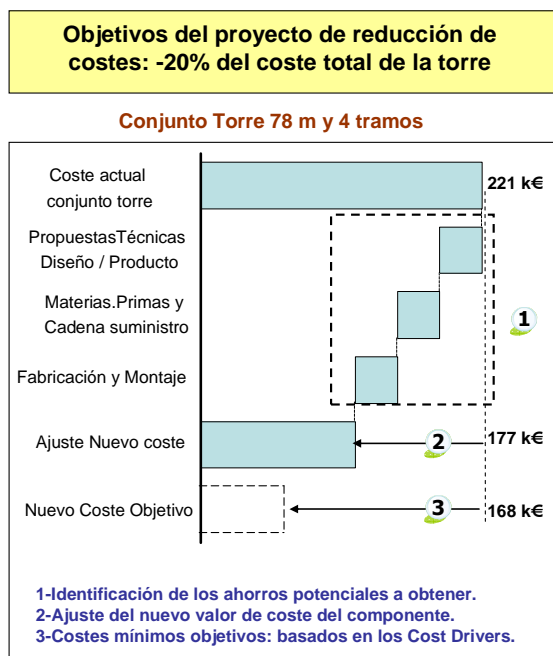


Figura 4.75. Esquema de desglose de costes del caso de desarrollo de reducción de costes de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia).

Palancas de reducción de costes.

Para el presente caso de estudio de reducción de costes de la torre de 78 m con 4 tramos metálicos, de un aerogenerador Onshore, se plantea la utilización de una serie de palancas de reducción de costes a nivel conceptual en las diferentes áreas, las cuales facilitarán la consecución de los objetivos del proyecto planteados anteriormente.

Área técnica: dentro del área técnica se proponen utilizar las siguientes palancas de reducción de costes.

- Aumento de la estandarización de componentes y procesos, cuando sea factible su implantación.
- Optimización de la utilización de componentes de otras plataformas de producto de aerogeneradores.
- Relajamiento o disminución de los requisitos técnicos no críticos de las especificaciones de producto en los componentes y operaciones, siempre que se garantice la funcionalidad del producto.

Área de gestión comercial: dentro del área de gestión comercial se proponen utilizar las siguientes palancas de reducción de costes.

- Optimización de los efectos de volumen de fabricación de aerogeneradores en los volúmenes de compra de componentes a suministradores, realizando el análisis por regiones, por categorías de producto a nivel de componentes y por plataformas de producto de aerogeneradores.
- Optimización de la base de suministradores de componentes para las producciones de serie en función de los volúmenes, de la localización de los centros productivos y de la cadena de suministro a definir.

Área de cadena de suministro: dentro del área de la cadena de suministro se proponen utilizar las siguientes palancas de reducción de costes.

- Eliminación de ineficiencias y pérdidas en el proceso logístico tanto de componentes de torre de 78 m, como en el proceso logístico de tramos de torre finalizados.
- Optimización de los procesos de embarque y transporte de componentes de torre de 78 m y de tramos de torre finalizados.
- Minimización de los movimientos de materiales, de componentes de torre de 78 m y de tramos de torre finalizados.
- Planificación de la producción de componentes y de entregas entre los suministradores y el cliente final.

En la Figura 4.76. se presenta un esquema tipo del proceso de fabricación de torre metálica de aerogenerador Onshore (incluye los procesos de recepción de chapa metálica, procesos de curvado, proceso de soldadura, proceso de granallado y pintado, proceso de montaje de componentes internos y elementos auxiliares), el cual es muy similar técnicamente al proceso de fabricación de la torre metálica de 78 m del presente estudio.

Asimismo en la Figura 4.77. se presenta un esquema tipo del proceso de montaje e instalación en el emplazamiento eólico terrestre de una torre metálica de 78 m de aerogenerador Onshore de 2 MW, también aplicable al proceso de montaje e instalación de la torre metálica de 78 m.

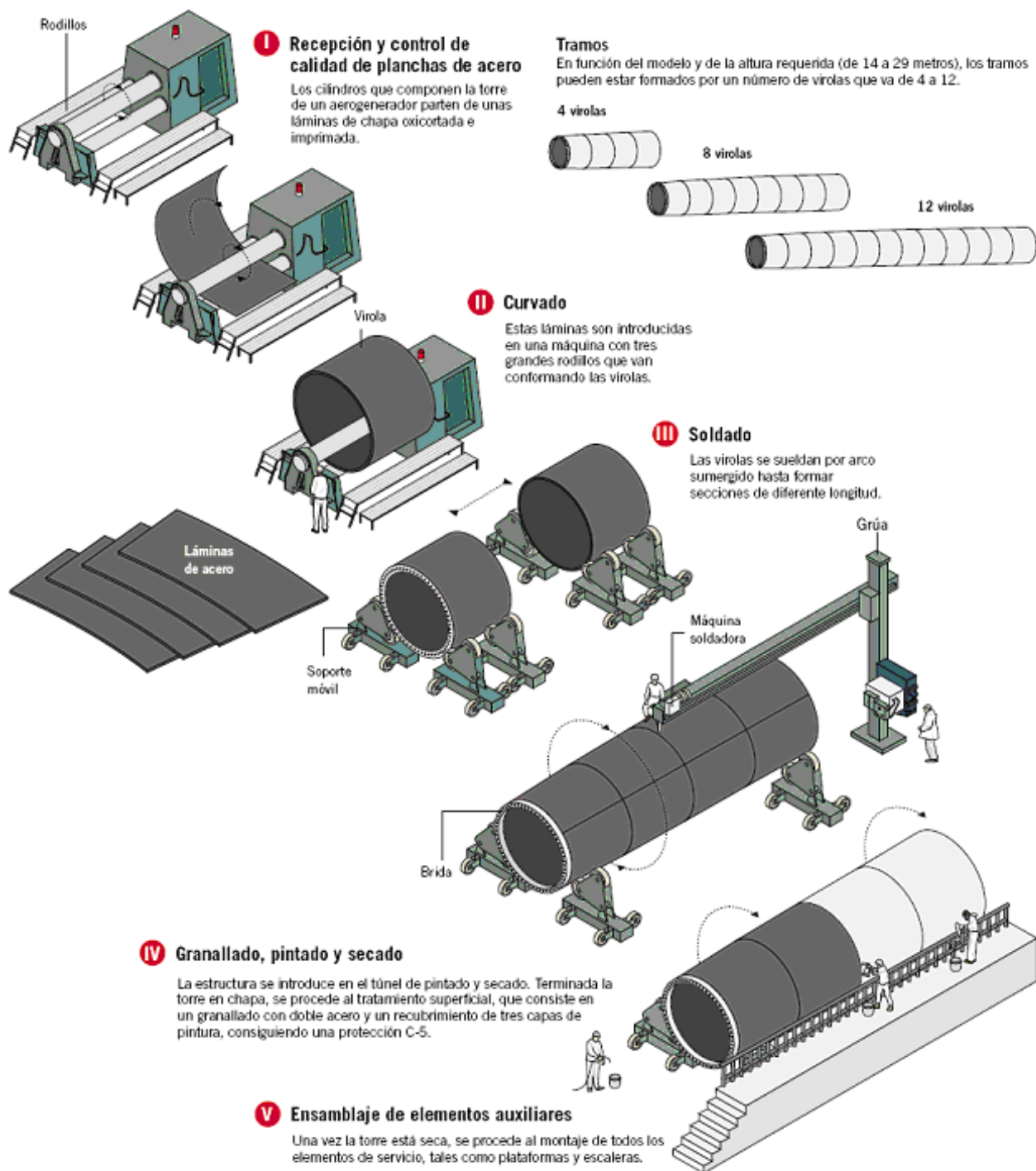


Figura 4.76. Esquema genérico del proceso de fabricación de una torre metálica de 78 m de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: Gamesa).

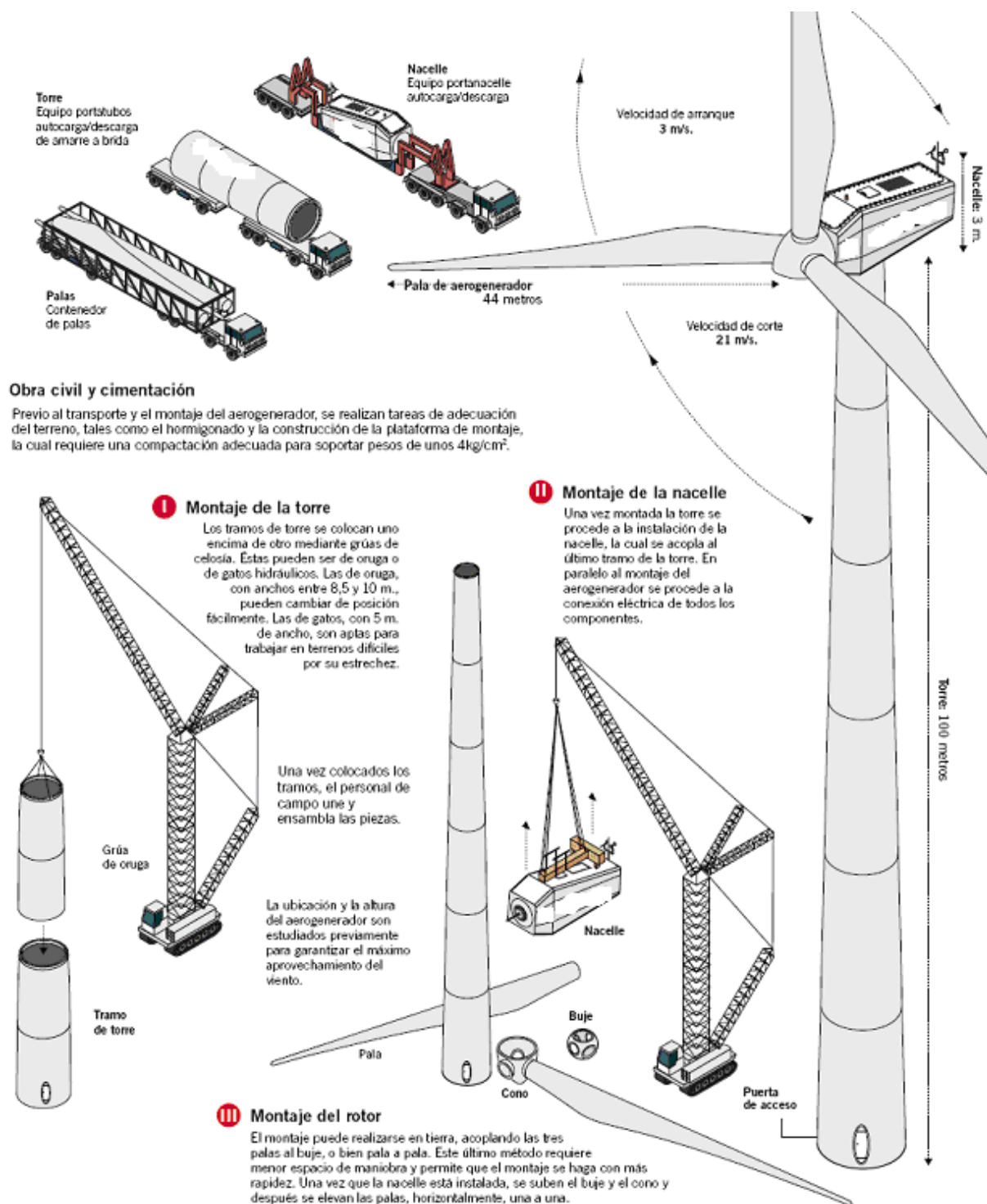


Figura 4.77. Esquema genérico del proceso de montaje e instalación de una torre metálica de 78 m y de una nacelle de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: Gamesa).

En la Figura 4.78. se representa un esquema del modelo de fabricación de la torre metálica de 78 m y 4 tramos de aerogenerador Onshore de 2 MW de potencia, con el detalle de las diferentes fases del proceso productivo.

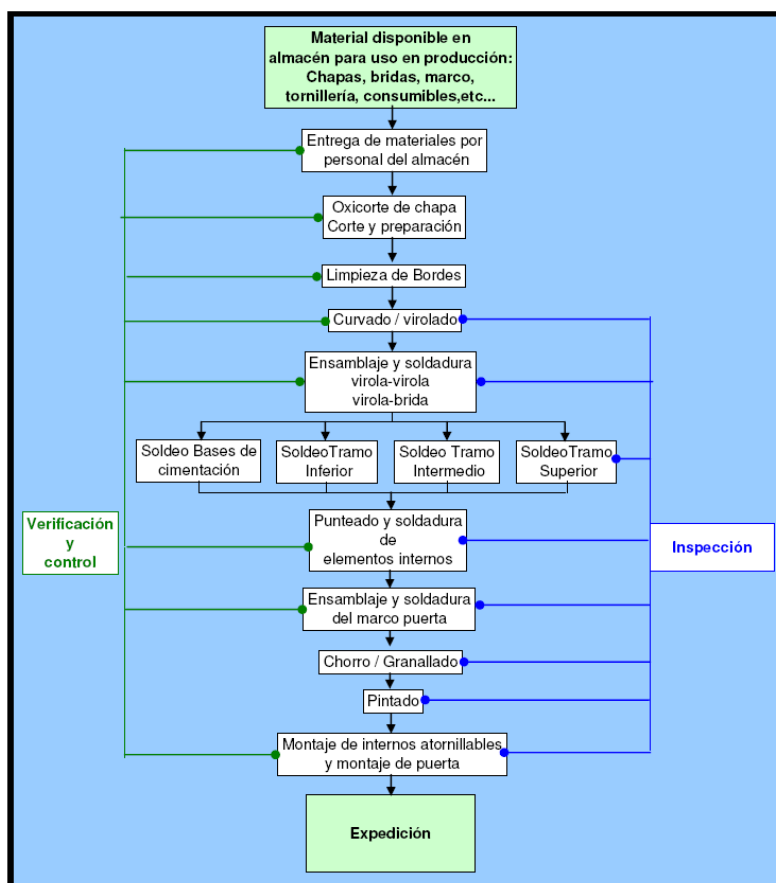


Figura 4.78. Esquema del proceso de fabricación de la torre metálica de 78 m de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de torres).

3- Análisis del desglose de costes: torre de 78 m.

Como base de partida antes de iniciar el ejercicio de propuestas de ideas de reducción de costes de la torre de 78 m es necesario analizar la situación presente de los costes actuales, tanto del conjunto de la torre como de los principales factores de coste de cada conjunto, componente u operación seleccionada para el presente estudio.

En la Figura 4.79. se presenta el modelo de desglose de costes de la torre de 78 m con un diagrama con los costes actuales de los principales componentes y conceptos antes de la realización del programa de reducción de costes. Se ha calculado el coste del conjunto de la torre entregada en la puerta del fabricante (*Exworks*, según las condiciones de entrega internacionales de *Incoterms 2010*) y los costes posteriores asociados a operaciones logísticas, transporte, instalación y mantenimiento, obteniéndose finalmente mediante la suma de los conceptos anteriores, el coste total (TCO: *Total Cost of Ownership*) del conjunto de la torre de 78 m de 4 tramos.

El detalle del desglose de los costes actuales de la torre de 78 m se compone de los siguientes componentes y conceptos (ver Figura 4.79.), siendo k = 1000: envolventes metálicas/ virolas de chapa (132,3 k€); bridas forjadas (45 k€); componentes internos (24,3 k€); cimentación (19,8 k€) y coste total del conjunto torre en la puerta del fabricante o *Exworks* (221,4 k€). Adicionalmente se ha indicado el coste de operaciones asociadas a la logística e instalación de la torre de 78 m en el parque eólico: almacenamiento logístico (7,2 k€); transporte al parque eólico (52,2 k€); operaciones de instalación de la torre (18,9 k€); mantenimiento (2,7 k€) y coste total del conjunto torre instalada en el parque eólico (250,2 k€).

Como principales datos a destacar en cuanto a los costes de la torre indicar que aproximadamente un 60% del coste total de adquisición TCO (*Total Cost of Ownership*) está localizado en las envolventes metálicas y en las bridas forjadas, y que la materia prima de los componentes constituye aproximadamente un 50% del coste total de adquisición TCO; asimismo aproximadamente un 25% del coste total TCO es generado

después de los procesos de fabricación de la torre en otras operaciones (logística, instalación, etc.)

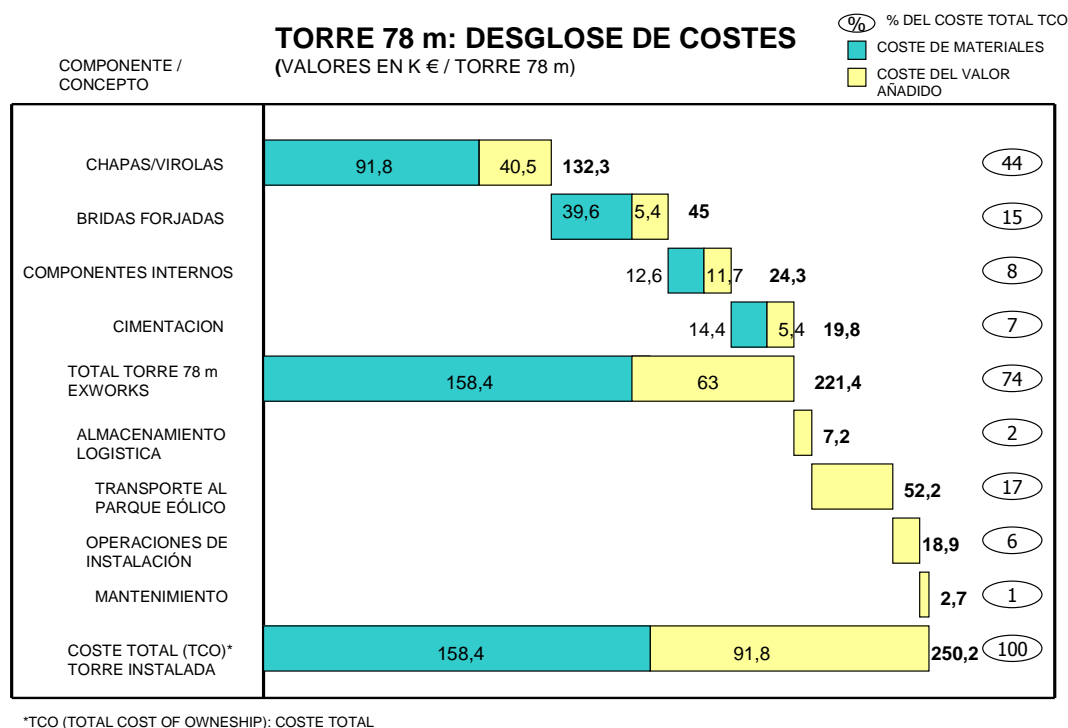


Figura 4.79. Desglose de costes totales de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Este ejercicio de valoración de los costes reales actuales del componente y su desglose en sub-operaciones y en sus costes asociados, es la denominada base de partida de los costes, a partir de la cual se plantea el objetivo de reducción de costes (en valor cuantitativo desde los 221 k€ del coste de la torre hasta los 177 k€ como objetivo y del 20 % en porcentaje de reducción).

4-Generación de ideas de reducción de costes: torre de 78 m.

4.1. Palancas de generación de ideas de reducciones de costes.

En el proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m, el origen de la generación de ideas de reducciones de costes ha tenido múltiples fuentes como las mencionados a continuación:

- Propuestas de ideas de reducción de costes por parte del fabricante de aerogeneradores.
- Propuestas de ideas de reducción de costes por parte de los suministradores de componentes: chapa metálica, bridas, componentes internos de la torre y operador logístico.
- Propuestas conjuntas del fabricante de aerogeneradores y del suministrador de componentes.

Las palancas de generación de ideas del proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m se han centrado en los componentes y operaciones de mayor valor en coste (según se han identificado en el punto 3: chapas/virolas metálicas, bridas forjadas, componentes internos, transporte, cadena de suministro y montaje en campo), y sobre estos en los aspectos de cambios de diseño de componentes modificación de materiales de los mismos (chapa metálica, bridas, componentes internos de la torre), proceso de fabricación de las virolas de la torre y procesos de cadena de de suministro de la torre de 78 m terminada.

Los principales componentes y sistemas seleccionados para trabajar con ellos en el programa de reducción se indican como referencia en la Figura 4.80.

Alcance del proyecto de reducción de costes:
Listado de principales componentes

Torre 78 m / 4 tramos (WTG 2 MW 50 Hz)

Denominación componente	P.º Referencia
CHAPA METALICA	PLANO XXXXX03
CHAPA CURVADA TRANSFORMADA	PLANO XXXXX01
BRIDAS	PLANO XXXXX08
TRAMO METALICO Nº1 TRAMO METALICO Nº2 TRAMO METALICO Nº3 TRAMO METALICO Nº4	PLANO XXXX283 / XXXX284 / XXXX285 /XXXX286
PLATAFORMAS INTERMEDIAS Nº1, Nº2, Nº3, Nº4	PLANO XXXX829 / XXXX830 / XXXX831 /XXXX832
ELEVADOR TORRE	PLANO XXXXX85
LUMINARIAS	PLANO XXXXX33
PUERTA TORRE	PLANO XXXXX57
VARIOS COMPONENTES INTERNOS	PLANO XXXXX34

Figura 4.80. Listado de componentes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW incluidos en el programa de reducción de costes (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

4.2. Proceso de generación y recopilación de ideas de reducción de costes.

Con objeto de generar propuestas e ideas de reducción de costes de la torre de 78 m se han llevado a cabo reuniones de trabajo con cada uno de los actores involucrados (suministradores y los departamentos internos indicados en el punto 1) con objeto de presentar los objetivos del proyecto y plantear las diferentes propuestas de reducción de costes. La secuencia de trabajo ha sido la descrita a continuación:

- Planificación de las actividades a llevar a cabo con cada suministrador y departamentos internos de los componentes y sistemas involucrados, con fechas de inicio y final de las actividades del programa de reducción de costes. El proyecto de reducción de costes de la torre metálica de 78 m tiene asociado, en la fase de generación y recopilación de ideas, un cronograma de despliegue de las fases de actividades a llevar a cabo en las fases iniciales, como la recogida de datos técnicos y su clasificación, así como el resto de actividades a realizar según el presente procedimiento. El cronograma de detalle del proyecto de la torre de 78 m se presenta en la Figura 4.81.

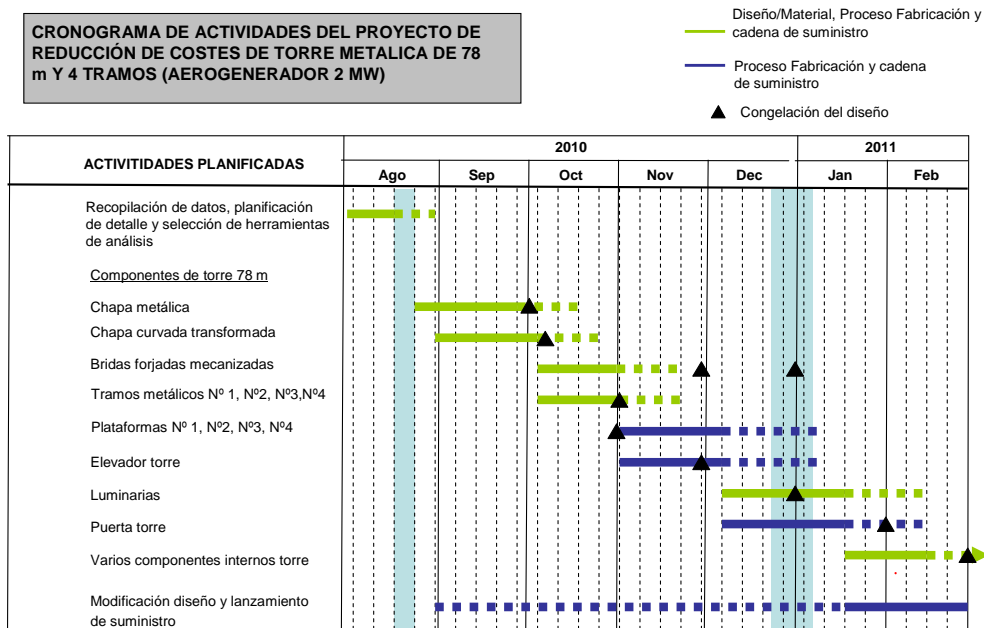


Figura 4.81. Cronograma de actividades del proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia).

- Envío de la convocatoria de reunión a los suministradores externos y a los departamentos internos: incluye la agenda de la reunión (ver Figura 4.82. con la agenda tipo utilizada) y el requerimiento de presentar antes de la reunión las propuestas de reducciones de costes de cada componente o sistema para ser valoradas en la misma por el equipo del proyecto: las líneas de trabajo han sido las especificadas en el objeto del proyecto, diseño/materiales; procesos de fabricación/montaje e instalación y cadena de suministro.

AGENDA: REDUCCION DE COSTES DE TORRE 78 m (AEROGENERADOR 2 MW ONSHORE)		
Fecha de reunión: XX-XX-XX Suministrador: XXXX Componente /sistema de Torre 78 m: XXXX (Plano XXXXX Rev XX)		
ASUNTO	TEMA	HORARIO
Introducción	Introducción de los participantes Objetivos del proyecto de reducción de costes de torre de 78 m	09:00 – 09:15
Análisis de detalle de los procesos de fabricación / montaje del componente XXXX de torre de 78 m	Diseño y materias primas: suministro y costes asociados Proceso de fabricación de componentes y sub-componentes Proceso de montaje y/o instalación	09:15 – 11:00
Ideas de reducción de costes y de oportunidades adicionales	Revisión de ideas propuestas por el suministrador Nuevas ideas del suministrador Ideas propuestas por el equipo interno del fabricante de aerogeneradores Estimación de ahorros y factibilidad de las propuestas (potencial de reducción de costes, cronograma de implantación, recursos necesarios, inversiones,...) Definición de las siguientes acciones: acciones, responsables de implementarlas, priorización de ideas, revisiones periódicas de la evolución de la implantación.	11:00 – 14:00

Figura 4.82. Modelo de agenda de reunión utilizada en los talleres de reducción de costes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

- Reunión de proyecto con suministradores externos y/o con los departamentos internos involucrados en el diseño y fabricación de la torre de 78 m. El proceso de celebración de las reuniones ha incluido la explicación y asimilación de conceptos importantes para la obtención de las generación de propuestas de reducción de costes entre los cuales estaban los expuestos a continuación:
 - Participación e involucración total por parte del suministrador y del equipo interno en las reuniones o talleres de reducción de costes de la torre de 78 m:
 - Validando las propuestas generadas por cada parte y equipo.
 - Proponiendo ideas adicionales de reducción de costes y de mejoras.
 - Proporcionando información sobre los factores de costes y sobre la cadena de suministro con el objeto de cuantificar los ahorros de cada propuesta de reducción de costes.
 - Actitud preactiva en la búsqueda de reducciones de costes.
 - Cálculo de los costes totales, de las implicaciones de costes con volúmenes altos y bajos de producción de torres de 78 m en serie.
 - Compromiso para la implementación de las propuestas de reducción de costes aprobadas dentro del menor plazo de tiempo posible.
 - Firma de acuerdos de confidencialidad con los suministradores externos de componentes de torres de 78 m con el objeto de proteger jurídicamente ambas compañías.
- Herramientas utilizadas para la generación, identificación y selección de propuestas de reducciones de costes de la torre de 78 m: tanto en la preparación previa de cada propuesta de reducción de costes como en cada reunión con cada suministrador y equipo interno se han utilizado las herramientas definidas en el punto 5.1. Herramientas de generación de ideas y 5.2. Herramientas de análisis y resolución de problemas: diagramas de flujo y de árbol.

- Actividades de seguimiento, consolidación y cierre de las propuestas de reducciones de costes con los suministradores externos y con los departamentos internos, según el cronograma del proyecto de torre de 78 m (ver Figura 4.81.).

4.3. Propuestas de reducciones de costes de la torre de 78 m.

Se han realizado reuniones con 12 suministradores de componentes (chapa metálica, bridas, componentes internos, soldadura, transporte) así como 9 reuniones con diferentes áreas internas del fabricante de aerogeneradores y del fabricante de la torre, y como resultado de las mismas se han obtenido las siguientes propuestas de reducciones de costes de la torre de 78 m, clasificadas por áreas de trabajo (diseño/materiales; procesos de fabricación/montaje e instalación y cadena de suministro), las cuales se presentan resumidas y han sido consideradas debido a su aportación en cuanto al potencial de ahorro.

Como paso previo se ha llevado a cabo el desglose de detalle de los factores de costes que afectan a la torre metálica de 78 m de 4 tramos. Estos factores de costes sirven como base de partida para la identificación de los capítulos de costes con mayor influencia y en los cuales es factible la generación de ideas de reducciones de costes. Las chapas metálicas de las virolas presentan la mayor contribución de costes de la torre, los cuales se presentan en la Figura 4.83., sobre los que se van a plantear propuestas de reducción de costes. Asimismo el proceso de fabricación de la torre es otra área susceptible de ser mejorada en cuanto a los costes actuales cuyo desglose se presenta en la Figura 4.84.

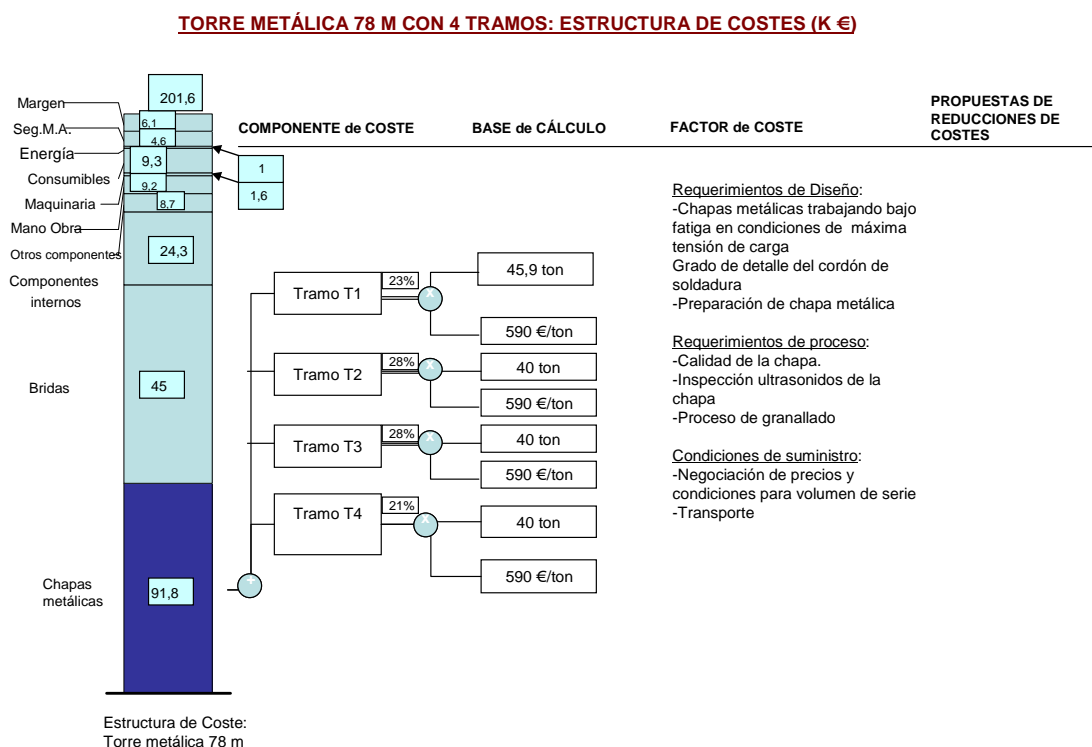


Figura 4.83. Esquema del desglose de costes de la torre metálica de 78 m con 4 tramos y de los costes de los tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

TORRE METÁLICA 78 M CON 4 TRAMOS: ESTRUCTURA DE COSTES (K €)

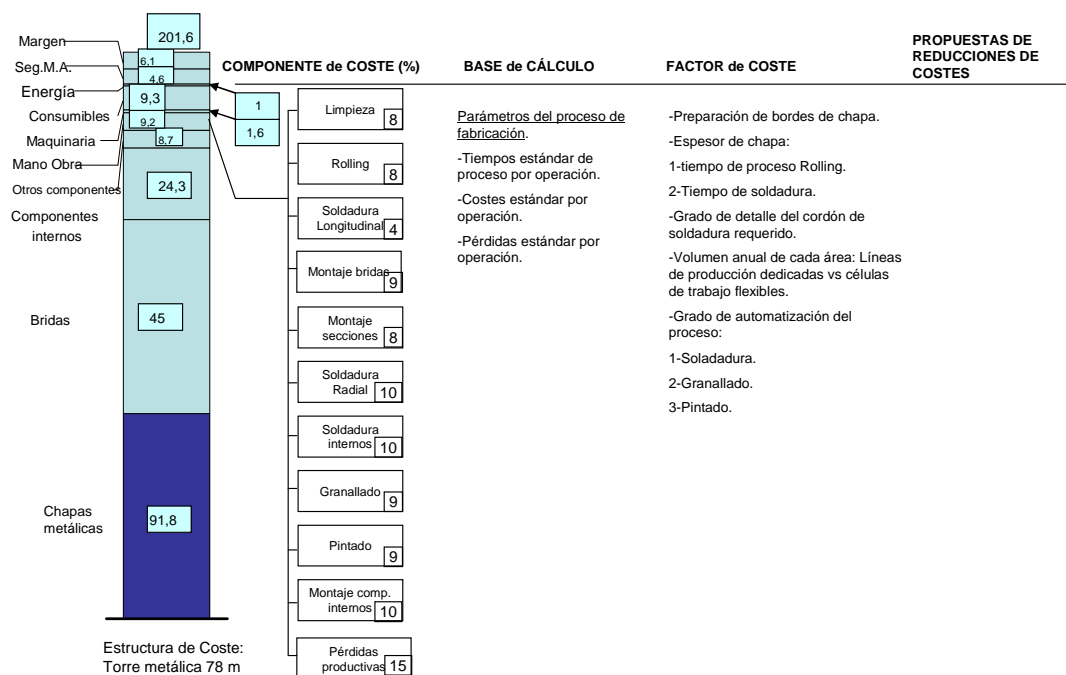


Figura 4.84. Esquema del desglose de costes de la torre metálica de 78 m con 4 tramos y de los costes del proceso de fabricación de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

A. -Diseño/materiales de la torre metálica de 78 m.

Se presentan las propuestas obtenidas en las sesiones de trabajo por orden de mayor a menor importe de ahorros estimados.

Propuesta nº 1: reducción del peso de la torre metálica de 78 m y 4 tramos mediante la implantación de un nuevo proceso de soldadura que permite la utilización de chapa de menor espesor (ver Figura 4.85. con el esquema general de la propuesta).

Ahorros estimados Totales:

- 4% del coste total de la torre (TCO: *Total Cost of Ownership*) basado en impactos de ahorro estimados en los siguientes conceptos:
 - Aproximadamente 25 Toneladas estimadas de reducción de peso en las chapas metálicas.
 - Incremento de los tiempos de soldadura.
 - Menores retrabajos de soldadura.
- Rango estimado de ahorro entre 9,9 y 11,7 k€.

Propuesta: Incremento del grados de detalle de 80 a 120° para los cordones de soldadura con objeto de minimizar el espesor de la chapa de la virola metálica y el peso total de la torre.

Proceso actual de soldadura: focalizado en la reducción de la velocidad de soldadura con bajo grado de detalle de ejecución del cordón de soldadura

Proceso propuestode soldadura: focalizado en cordones de soldadura de alta calidad con alto grado de detalle y de ejecución.

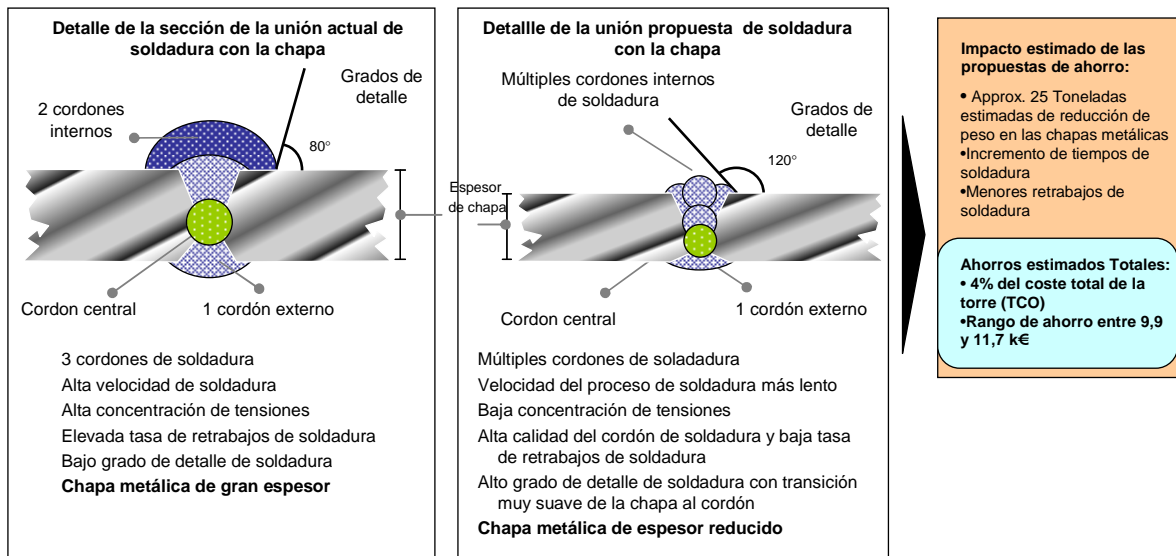


Figura 4.85. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio de la reducción de peso de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Propuesta nº 2: cambio del diseño de la torre de 78 m y pasar de 4 tramos metálicos a 3 con reducción de peso asociada, mediante la implantación de modificaciones en los diferentes elementos de la torre (ver Figura 4.86. con el esquema general de la propuesta).

Ahorros estimados Totales:

- 6% del coste total de la torre (TCO: *Total Cost of Ownership* o coste total de adquisición) basado en impactos de ahorro estimados en los siguientes conceptos:
 - Reducción de los costes de transporte: -10%
 - Reducción de los costes de instalación: - 7%
 - Reducción de los costes de las bridas: -20%
 - Reducción de los costes de las plataformas: -15%
 - Reducción de los costes de los procesos de soldadura, montaje y tiempos de inspección.
- Rango estimado de ahorro entre 16,2 y 17,1 k€.

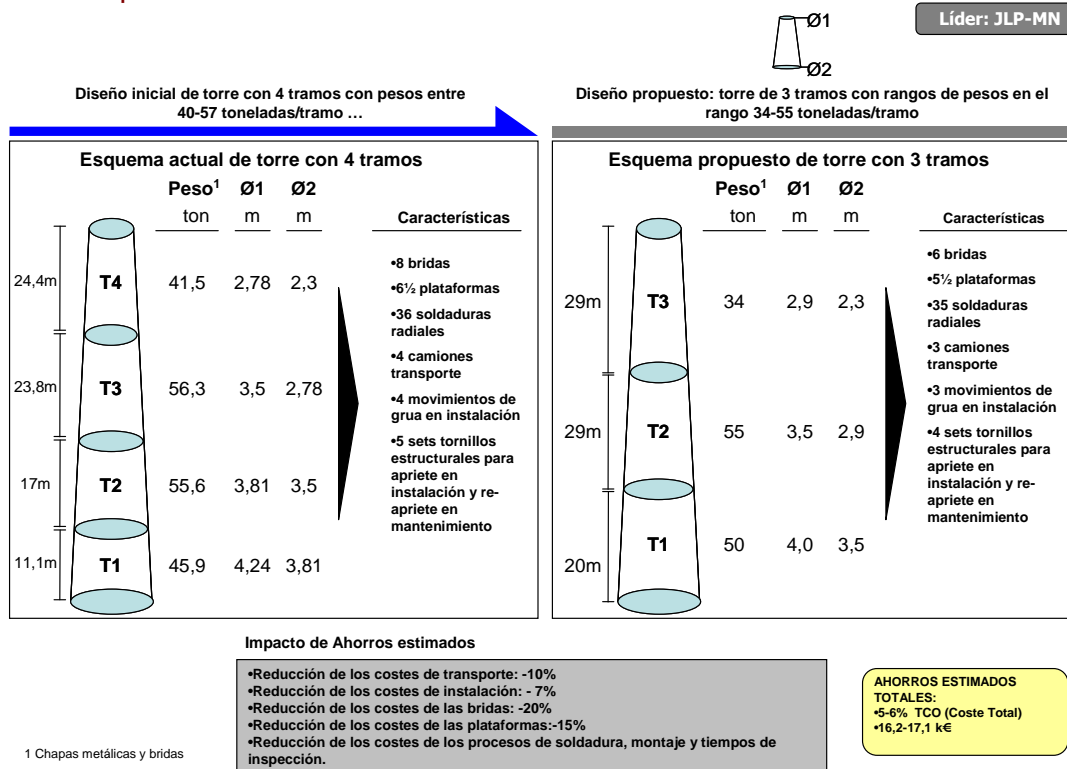


Figura 4.86. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio de la reducción de 4 tramos a 3 tramos de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Propuesta n° 3: cambio del diseño de componentes (brida forjada y mecanizada con reducción dimensional del 30% estimado, elementos internos de la torre, plataformas, etc.) de la torre de 78 m y pasar a una brida y elementos internos de menores dimensiones y pesos asociada a la reducción de peso de la torre.

Ahorros estimados Totales:

- 4% del coste total de la torre (TCO: *Total Cost of Ownership*)
- Rango estimado de ahorro de 9,7 k€.

Propuesta n° 4: cambio del diseño por medio de la reducción del número de chapas metálicas conformadas de las 32 actuales a 27 y con cambio en la anchura de las chapas metálicas conformadas hasta 2,9 m, con chapas metálicas de menor espesor lo cual permite una reducción de 5 chapas metálicas conformadas en el total de la torre de 78 m (ver Figura 4.87. con el esquema general de la propuesta).

Ahorros estimados Totales:

- Reducción de los tiempos de fabricación del conformado y de la soldadura radial: -15%
- Incremento de los costes de transporte: +25% (para anchuras de chapa >2,5m)
- Rango estimado de ahorro de 2,25 k€.

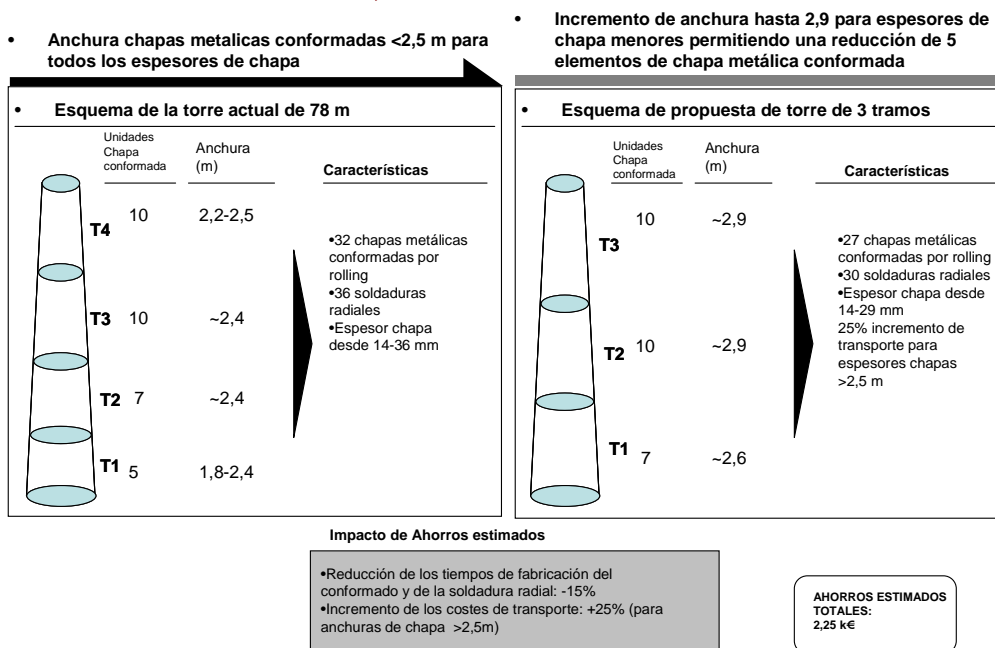


Figura 4.87. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio de la reducción de chapas metálicas de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Propuesta n° 5: cambio del diseño por medio de modificaciones y adaptación del diseño de los componentes internos de la torre de 78 m al pasar esta de 4 tramos a 3 tramos (ver Figura 4.88. con el esquema general de las propuestas de reducción de costes).

PROPUESTAS CAMBIOS DE DISEÑO COMPONENTES INTERNOS DE TORRE: PARA TORRE DE 3 TRAMOS TORRE METALICA 78 m

PROPUESTAS DE CAMBIOS DE DISEÑO	ESTIMACION DE AHORRO DE LAS PROPUESTAS DE REDUCCION DE COSTES (EUROS)
1 TRAMO METALICO MENOS	1818
ELIMINAR PLATAFORMA INTERMEDIA MEDIA LUNA	648
PLATAFORMA FINAL ELEVADOR	171
RUTADO POR BANDEJA DE HILO	841,5
SOPORTES LUMINARIA	153
VIGA ELEVADOR	45
RETENEDOR PUERTA	90
OREJETAS TOMA TIERRA	67,5
TOTAL APROX. (EUROS)	3834

Figura 4.88. Resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a cambios de diseño de componentes internos de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Ahorros estimados Totales:

- Reducción del número de componentes y del coste de los componentes actuales de la torre de 4 tramos.
- Rango estimado de ahorro de 3,83 k€.

Otras propuestas de diseño/materiales para la reducción de costes de la torre de 78 m.

- Reducir el número de luminarias de la torre: ahorro estimado 0,2 k€.
- Modificación del proceso de soldadura para las chapas metálicas conformadas y para la base de las bridas y del proceso de fabricación para la base de las bridas: ahorro estimado 1 k€.
- Sustitución del sistema de cierre de la puerta de torre por cerraduras comerciales: ahorro estimado 0,1 k€.
- Sustitución del marco de puerta por un sector de chapa de mayor espesor que la de la virola metálica: ahorro estimado 1 k€.

En el cuadro de la Figura 4.89. se presenta un resumen de las propuestas de reducción de costes del área de diseño y materiales de la torre metálica de 78 m, incluyendo la estimación de los ahorros de costes de cada propuesta así como el horizonte de implantación en el tiempo en relación al impacto de ahorro estimado.

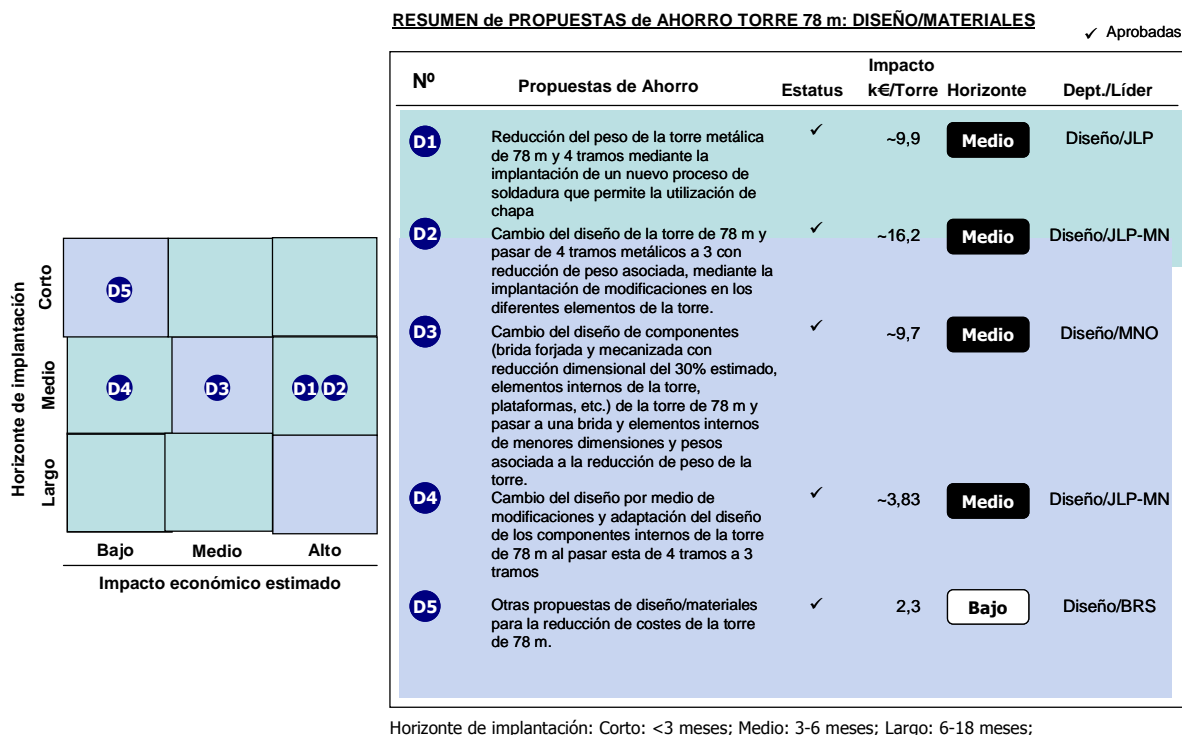


Figura 4.89. Resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a cambios de diseño y de materiales de componentes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

B. –Procesos de fabricación/montaje e instalación de la torre de 78 m.

Se presentan las propuestas obtenidas en las sesiones de trabajo por orden de mayor a menor importe de ahorros estimados.

Propuesta nº 1: eliminación de la inspección 100% por ultrasonidos de la chapa metálica en el proceso del suministrador, aplicable en suministradores de alto grado de calidad en los suministros. La eliminación de la inspección 100% se limita a los suministradores con peores resultados en la calidad de los suministros de chapa metálica para torres (ver Figura 4.90. con el esquema general de la propuesta).

Ahorros estimados Totales:

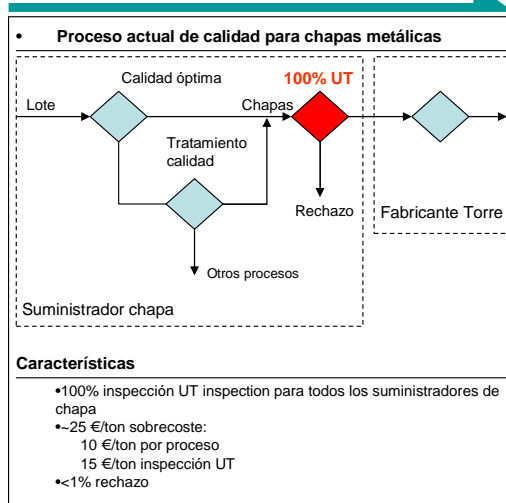
- El impacto de ahorro estimado es de unos 13 €/Tonelada de chapa para el caso de suministradores de alto grado de calidad en los suministros, el cual sería aplicable para el 70% de las cantidades de chapa metálica suministrada para la torre metálica de 78 m.
- Rango estimado de ahorro entre 0,9 y 1,8 k€.

Propuesta de reducción de costes: Eliminación de la inspección 100% por ultrasonidos de la chapa metálica en el proceso del suministrador, aplicable en suministradores de alto grado de calidad en los suministros.

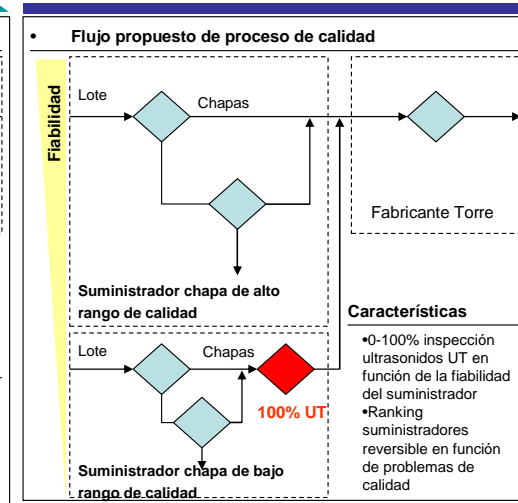
Líder: EMM

Decision

- Proceso actual requiere inspección 100% UT (ultrasonidos) de chapa en suministradores de chapa



- Proceso propuesto considerando la fiabilidad del suministrador para la eliminación potencial de la inspección UT (ultrasonidos)



Impacto de Ahorros estimados

- El impacto de ahorro estimado es de unos 13 €/Tonelada de chapa para el caso de suministradores de alto grado de calidad en los suministros.
- Sería aplicable para el 70% de las cantidades de chapa metálica suministrada para la torre metálica de 78 m.

AHORROS ESTIMADOS TOTALES:
0,9 – 1,8 k€

Figura 4.90. Esquema de propuesta de reducción de costes por medio de la reducción de la inspección de ultrasonidos de chapas de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Propuesta nº 2: en el proceso de instalación de la torre en el parque eólico asegurar mediante un procedimiento el retorno al fabricante de la torre de las lonas protectoras y de los soportes de izado de las torres metálicas de 78 m y 4 o 3 tramos (ver Figura 4.91. con el esquema general de la propuesta).

Ahorros estimados Totales:

- Se estima una tasa de retorno de las lonas protectoras y de los soportes de izado del 90%.
- Rango estimado de ahorro entre 0,9 y 1,35 k€.

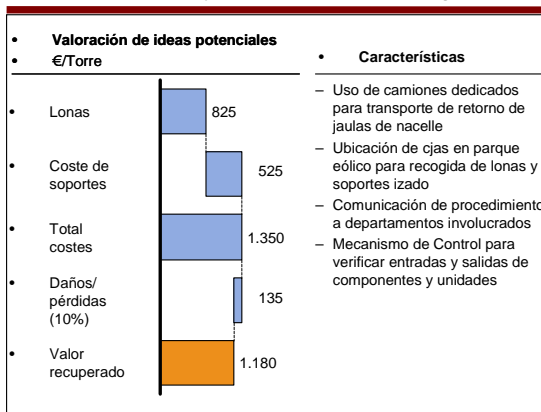
Propuesta de reducción de costes: asegurar el retorno al fabricante de la torre de las lonas protectoras y de los soportes de izado de las torres metálicas de 78 m y 4 o 3 tramos

Líder: LRM

- Situación actual sin tasa de retorno de accesorios logísticos del parque eólico



- Establecimiento de objetivo de retorno de accesorios logísticos >90%



Impacto de Ahorros estimados

Tasa de retorno > 90%

AHORROS ESTIMADOS TOTALES:
0,9 – 1,35 k€

Figura 4.91. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio del retorno de las lonas protectoras y de los soportes de izado de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Propuesta nº 3: en el proceso de manipulación y de carga en relación al transporte de los tramos metálicos de torre, utilizar un apilado de los tramos en doble piso (*tandem*) por medio de utillajes retornables. Se obtiene una estandarización del proceso de carga y apilado para transporte, incrementándose la mejora de costes por medio del incremento de la eficiencia en la manipulación y transporte de las unidades de tramos transportadas en barco o en transporte terrestre.

Ahorros estimados Totales:

- Incremento de un 50% en la eficiencia de la manipulación y transporte en barco de tramos metálicos.
- Rango estimado de ahorro entre 0,9 y 1,35 k€.

Otras propuestas de reducciones de costes de fabricación y montaje para la torre de 78 m.

- Mejora de la eficiencia productiva de la planta de fabricación de torres en sus diferentes talleres y secciones: ahorro estimado 2 k€.
- Reducción del grado de protección de pintura para las chapas metálicas en los casos de tramos de torre que no se transporten por vía marítima en barco: ahorro estimado 3 k€.
- Implantación de la fabricación optimizada (*Lean manufacturing*) y la automatización de operaciones en el proceso de fabricación de torres metálicas (implica el rediseño completo del proceso de fabricación del suministrador de virolas metálicas de torres asociado a grandes volúmenes de fabricación en serie). Incluye propuestas de mejoras de procesos como los siguientes:
 - Utilización de granallado para la limpieza y pulido de los bordes de chapa.
 - Automatización del proceso de granallado de chapa.
 - Clasificar a los suministradores de chapa por calidad en las entregas para garantizar un suministro homogéneo de chapa.
 - Cambio del proceso de fabricación de *Ring Rolling* a soldadura por sectores.Ahorro estimado 4 k€.
- Optimización del proceso de fabricación para producción en serie por volúmenes: ahorro estimado 3 k€.
- Reutilización de las líneas de vida en las operaciones de instalación de tramos de torre en el parque eólico: ahorro estimado 0,1 k€.

En el cuadro de la Figura 4.92. se presenta un resumen de las propuestas de reducción de costes del área de diseño y materiales de la torre metálica de 78 m, incluyendo la estimación de los ahorros de costes de cada propuesta así como el horizonte de implantación en el tiempo en relación al impacto de ahorro estimado.

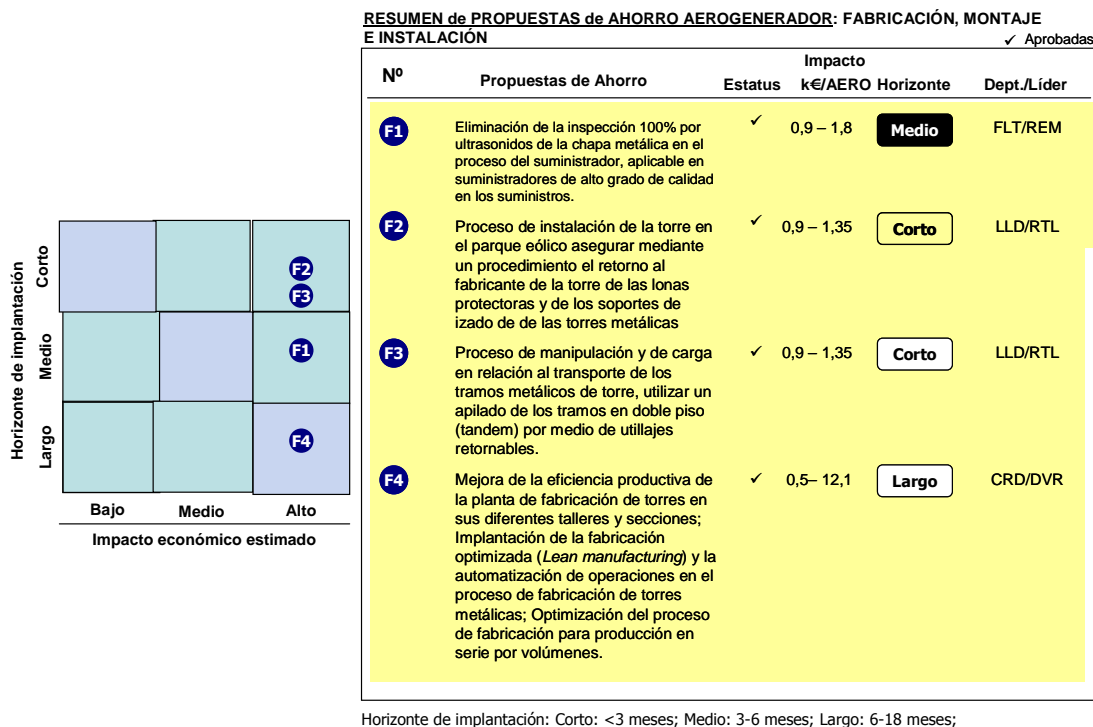


Figura 4.92. Resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a procesos de fabricación y montaje de componentes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

C. -Cadena de suministro de la torre de 78 m.

Se presentan las propuestas obtenidas en las sesiones de trabajo por orden de mayor a menor importe de ahorros estimados en cuanto a cadena de suministro.

Propuesta nº 1: optimización de los costes de transporte de los tramos de torre Onshore de 78 m. Con 3 tramos de torre se obtiene una reducción de los costes de transporte en tierra en España (para 400 km de transporte medio hasta el parque eólico), en Italia y en Europa (para 300 km de transporte medio hasta el parque eólico). En la Figura 4.93. se presenta el resultado de la reducción de costes estimada en los transportes de tramos de torre para España, Italia y Europa.

Ahorros estimados Totales:

- Reducción de los costes de transporte de 3 tramos de torre respecto a los actuales 4 tramos de la torre de 78 m: -12% en España.
- Rango estimado de ahorro de 1,55 k€.

TORRE 78 M DE 4 TRAMOS DE AEROGENERADOR 2 MW: REDUCCIONES DE COSTES DE TRANSPORTE CON TORRE DE 3 TRAMOS			
TORRE ACTUAL (78m 4 tramos)			
	Largo (m)	ØBrida mayor (mm)	Peso (Tn)
Tramo 1	11,1	4240	45,92
Tramo 2	16,98	3810	55,6
Tramo 3	23,85	3494	56,3
Tramo 4	24,4	2781	41,5
TORRE PROTOTIPO 3 (78m 3 tramos)			
	Largo (m)	ØBrida mayor (mm)	Peso (Tn)
Tramo 1	18,8	4000	60,7
Tramo 2	28,5	3785	58,9
Tramo 3	28,5	2922	36,2
COMPARATIVA Y AHORRO DE COSTES DE TRANSPORTE AL PASAR A TORRE DE 3 TRAMOS			
➤ Transporte Nacional (400km de media):		➤ Transporte marítimo:	
- Torre actual = 11340 €		- Torre actual = 38017 €	
- Torre prototipo 3 = 9945 €		- Torre prototipo 3 = 36859 €	
- Ahorro 1550 €.....12%		- Ahorro 1550 €.....3,5%	
➤ Transporte Europeo (Italia, 300km de media):			
- Torre actual = 18533 €			
- Torre prototipo 3 = 12800 €			
- Ahorro 11618 €.....31%			
➤ Transporte Europeo (300km de media):			
- Torre actual = 7854 €			
- Torre prototipo 3 = 7232 €			
- Ahorro 11618 €.....8%			

Figura 4.93. Esquema resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a los procesos de transporte por medio de la reducción a 3 tramos de la torre de 78 m de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Propuesta nº 2: optimización de la base de suministradores externos de los componentes internos de la torre y de los subcontratistas de sub-montajes internos de la torre de 78 m. El objetivo es crear competencia con respecto a los proveedores actuales. Se han seleccionado 2 subcontratistas nuevos para suministro de sub-montajes y de componentes internos de la torre con reducción de costes sobre del suministrador actual.

Ahorros estimados Totales:

- Reducción de los costes de subconjuntos, montajes y componentes internos de la torre. de la torre de 78 m: -8 %.
- Rango estimado de ahorro de 1 k€.

Propuesta nº 3: en los proveedores externos de torres llevar a cabo una centralización en el fabricante de aerogenerador, de las compras de componentes, consumibles y operaciones de subcontratación. Se incrementa la capacidad de negociación con los suministradores por medio del incremento del volumen de compra y por el liderazgo del fabricante de aerogenerador en la negociación de los precios obteniéndose reducciones de costes finales.

Ahorros estimados Totales:

- Impacto a obtener en la mejora de las negociaciones de precios por economías de escala y conseguir mayor transparencia en el coste total de la torre de 78 m fabricada por el suministrador externo.
- Rango estimado de ahorro de 0,5 k€.

Propuesta nº 4: optimización de la localización de la cadena de suministro en España de los principales componentes de la torre de 78 m (chapas, bridas, etc.), mejorando la situación actual en relación a las localizaciones de los suministradores de componentes, la ubicación de los procesos intermedios de fabricación (mecanizado, granallado, pintura, etc.), la localización de la fabricación y el montaje de la torre y la ubicación de los parques eólicos Onshore (ver Figura 4.94. con el esquema general de la propuesta). Generación de ahorros logísticos de transporte y de concentración de la producción en las planta de producción de torres de 78 metros en el caso de Navarra, obteniendo una reducción de los costes totales de suministro TCO (*Total Cost of Ownership*).

Ahorros estimados Totales:

- Reducción de los costes de transporte, almacenaje y tiempos totales de fabricación de los componentes y de la torre de 78 m: -15%.
- Rango estimado de ahorro de 0,45 k€.

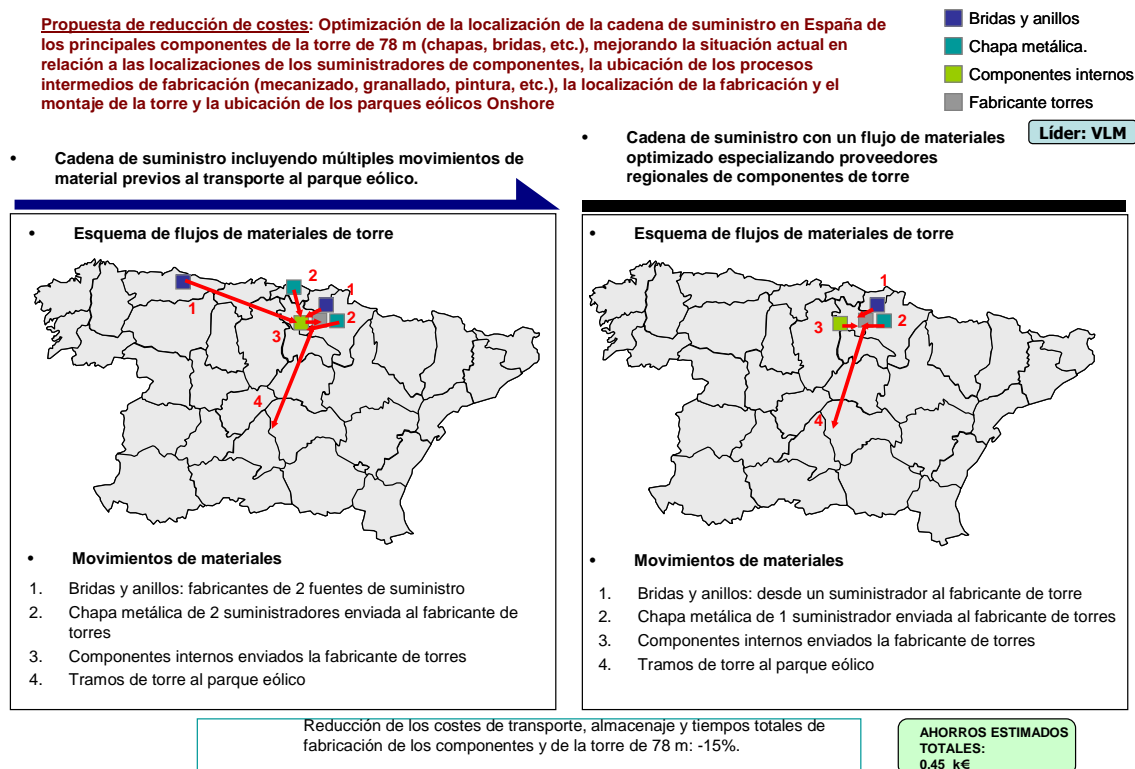


Figura 4.94. Esquema de propuestas de reducción de costes por medio de la optimización de la localización de la cadena de suministro en España de los principales componentes de la torre de 78 m de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

En el cuadro de la Figura 4.95. se presenta un resumen de las propuestas de reducción de costes del área de cadena de suministro de la torre metálica de 78 metros, incluyendo la estimación de los ahorros de costes de cada propuesta así como el horizonte de implantación en el tiempo en relación al impacto de ahorro estimado.

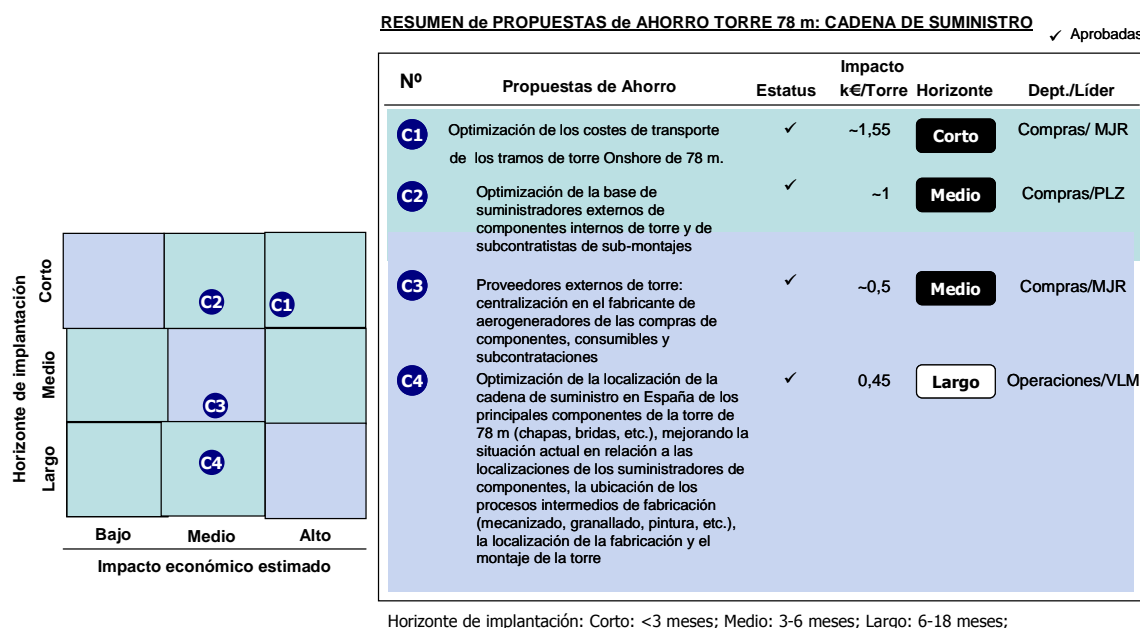


Figura 4.95. Resumen de las propuestas de reducción de costes relativas a procesos de cadena de suministro de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos de un aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

5-Utilización de herramientas de análisis: torre de 78 m.

En el proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m y 4 tramos metálicos del aerogenerador Onshore de 2 MW se han utilizado varias de las herramientas definidas en el punto 4.6.1.2. (Metodología de reducción de costes: propuesta de procedimiento). Se mencionan a continuación las principales herramientas utilizadas en el presente proyecto como referencia:

- Diagramas de flujo: para la generación de ideas de reducción de costes de la torre de 78 m.
- Diagramas de árbol: generación de ideas en el diseño de la torre, fabricación de componentes de torre y cadena de suministro de la torre.
- Diagramas verticales: desglose de costes de la torre, de las chapas metálicas, de forjas.
- TCO (*Total Cost of Ownership*): análisis del coste total de los componentes de torre (chapa, bridas, componentes internos) terminados y suministrados.
- *Design For Manufacturing and Assembly* (DFMA): diseño para el diseño y la fabricación y el montaje del proceso de fabricación de la torre de 78 m.
- *Design to Cost* (DTC): valoración del diseño de los componentes de la torre para reducir el coste.
- Modularización y estandarización: se ha aplicado a los procesos de fabricación internos de la torre de 78 m y al proceso de las chapas metálicas.
- Reducción de peso: se ha aplicado a las chapas metálicas, bridas forjadas y al conjunto torre.
- Cálculo de precios objetivos de los componentes de la torre y del conjunto total de la torre de 78 m.
- *Value Analysis/Value Engineering* (VA/VE): análisis de valor/análisis de ingeniería.
- *Lean Manufacturing*: se ha aplicado a la mejora del proceso de organización de la producción de torres de 78 m.
- Gráficos de Pareto: se ha utilizado para la valoración de los diferentes parámetros técnicos y económicos (análisis de los costes ABC) en los componentes, sub-componentes, proveedores, etc. de la torre de 78 m.

6-Valoración de las ideas de reducción de costes: torre de 78 m.

En la valoración de las ideas de reducción de costes de la torre de 78 m se ha considerado la relación del ahorro presentado por cada una de las propuestas respecto a los parámetros que aplican a cada una de ellas en relación a, costes de inversión de capital y de maquinaria (CAPEX), costes de desarrollo y de implementación de cada propuesta, grado de modificación de las especificaciones del producto y de los componentes, criticidad técnica y factibilidad de realización de la propuesta de reducción de costes.

En relación al proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m, el resumen general del desglose de la suma de ahorros propuestos (62480 €/torre de 78 m), y el nuevo coste ajustado de la torre (158520 €/torre de 78 m), se indica en la parte izquierda de la Figura 4.96., siendo la base de partida de costes el coste actual de la torre de 78 m al inicio del proyecto (221000 €/torre de 78 m). En la parte derecha de la Figura 4.96. se presenta el detalle de ahorro en cada componente y área de trabajo, con el desglose de las reducciones de costes con su importe económico, su porcentaje de contribución sobre el total de la reducción de costes a obtener y el número de ideas identificadas y valoradas en cada componente o sistema en el proyecto de reducción de costes de la torre de 78 metros Onshore de un aerogenerador de 2 MW. Adicionalmente se plantea reducciones adicionales de 7926 €/torre (5 % del total del coste actual de la torre) para alcanzar el coste objetivo final (150594 €/torre).

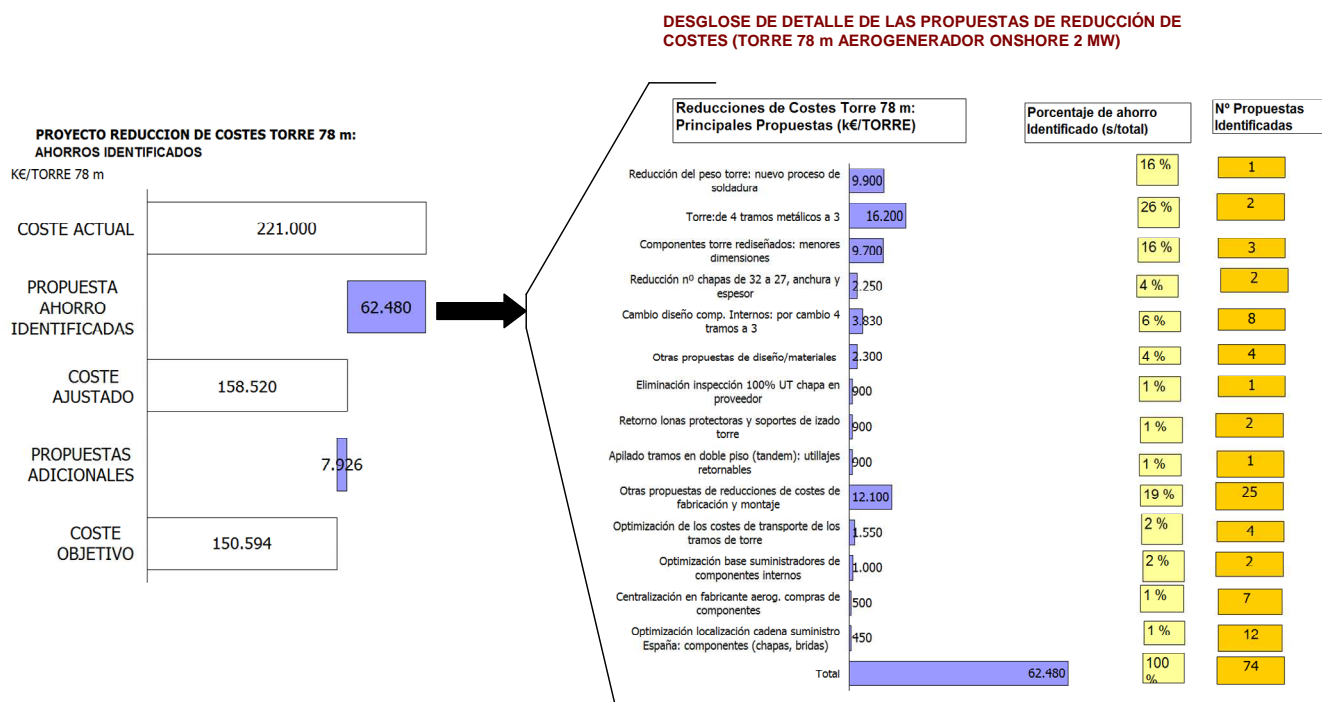


Figura 4.96. Síntesis de las propuestas totales de reducción de costes identificadas y valoradas (izda.), con el desglose de detalle (dcha.) de los ahorros en cada sistema o componente de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

En la Figura 4.97. se muestra el resumen de la valoración de las propuestas de reducciones de costes planteadas para la torre metálica de 78 metros, una vez cuantificada en ahorros cada una de las propuestas. Las propuestas se han desglosado por ahorros en cada una de las sub-áreas de la torre analizadas en el proyecto: parámetros técnicos del diseño y de materiales, suministro de materiales y cadena de suministro, procesos de fabricación e instalación). En esta fase del proyecto se ha propuesto un 19,9 % de reducción de costes en las propuestas de parámetros técnicos del diseño y de materiales, un 6,6 % de reducción de costes en las propuestas de procesos de fabricación e instalación y un 1,6 % de reducción de costes en las propuestas de cadena de suministro. Sumando el porcentaje de los ahorros en las diferentes áreas, se ha obtenido el nuevo coste ajustado de la torre de 78 metros (71,9 % sobre el coste inicial) con una reducción del 28,1 %, teniendo en cuenta que dicho coste estimado cumple todas las condiciones de funcionalidad de la torre desde el punto de vista técnico. Posteriormente estas propuestas, una vez sean aprobadas e implantadas, nos proporcionarán el valor final de las reducciones de costes de la torre de 78 m. El establecimiento del coste objetivo para el proyecto actual se ha estimado en una reducción adicional de un 5% en el coste total de la torre, el cual deberá ser obtenido mediante un nuevo programa de reducción de costes.

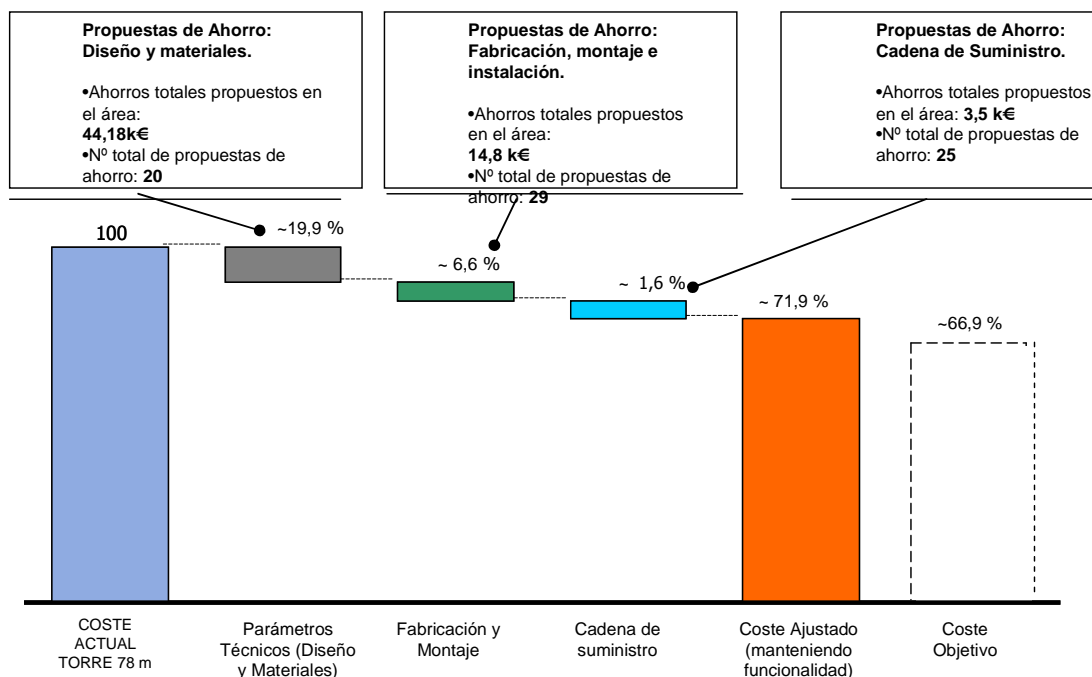


Figura 4.97. Diagrama con el desglose de las propuestas de reducción de costes por áreas, el nuevo coste ajustado propuesto y la definición de un nuevo coste objetivo de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Con los datos presentados anteriormente en cuanto a la valoración de las propuestas de reducciones de costes por áreas y el detalle de los ahorros en cada componente y sistema de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW, estos se plantean para ser incluidos en el proceso de aprobación por parte de la dirección del proyecto y de la dirección general de la empresa fabricante de aerogeneradores, según se describe en el Punto 7 (Validación de las propuestas e ideas de reducción de costes).

7-Validación de las propuestas e ideas de reducción de costes: torre de 78 m.

El proceso de validación de las ideas de reducción de costes de la torre de 78 m, con objeto de llevar a cabo la reducción del coste de las inversiones de capital (CAPEX) del aerogenerador Onshore de 2MW y finalmente la reducción del coste de la energía (COE) anualizada, se lleva a cabo mediante la definición de una serie de fases en las cuales se definen los criterios de validación de las mismas, según las fases de la propuesta de procedimiento de la Figura 4.98. desde su generación a su implantación y finalización.



Figura 4.98. Esquema general del proceso de validación de las ideas de reducción de costes de la metodología con las diferentes fases de madurez aplicado para la reducción de costes de la torre de 78 m (Fuente: elaboración propia).

Las propuestas de reducción de costes de la torre metálica de 78 metros, las cuales se han detallado en el punto 6 se han sometido a la revisión requerida en el procedimiento: con la cuantificación de detalle presentada en la Figura 4.97. (ver punto 6 anterior), se han presentado al comité de aprobación del proyecto donde se han revisado teniendo en cuenta los parámetros que se definen a continuación: cuantificación del porcentaje de ahorro total (28,1 % sobre el coste inicial de la torre); importe económico del ahorro de costes (62480 €/torre); factibilidad técnica y valoración de riesgos de la implantación de las

propuestas y de su fabricación; grado de dificultad de la implantación (se modificaron y desestimaron varias de las propuestas presentadas por dificultad técnica, riesgos técnicos y largo plazo de implantación (siendo $k = 1000$): 7,7 k€ en cambios de diseño y 2 k€ en mejoras de procesos de fabricación y montaje); aprobación por parte del suministrador de componentes (se desestimaron varias de las propuestas presentadas por dificultad técnica y largo plazo de implantación: 2,4 k€ en modificaciones de componentes y procesos de fabricación de suministradores) y aprobación por el comité de dirección de la empresa.

La conclusión obtenida de la fase de validación se presenta en la Figura 4.99. con los datos finales de las propuestas de reducción de costes finalmente validadas (cumpliendo con todas las condiciones de funcionalidad de la torre desde el punto de vista técnico), las cuales nos presentan los siguientes valores para la torre metálica de 78 m: cuantificación del porcentaje de ahorro total final aprobado del 22,8 % sobre el coste inicial de la torre de 78 m, con un importe económico total de ahorro (50480 €/torre). El desglose de los ahorros finales obtenidos y aprobados por áreas de trabajo ha sido los siguientes: un 15,4 % de reducción de costes en las propuestas de parámetros técnicos del diseño y de materiales (34090 €/torre); un 5,82 % de reducción de costes en las propuestas de procesos de fabricación e instalación (12890 €/torre) y un 1,58 % de reducción de costes en las propuestas de cadena de suministro (3500 €/torre).

El nuevo coste de cada torre de 78 m, después de la implantación de las propuestas de reducción de costes será de 170920 € (reducción del 22,8 % sobre el coste inicial de 221400 €).

El establecimiento del coste objetivo final para el proyecto actual se ha estimado en una reducción adicional de un 5% en el coste total de la torre, el cual deberá ser obtenido mediante un nuevo programa de reducción de costes. Este nuevo coste objetivo quedaría establecido en 162374 € para la torre de 78 m.

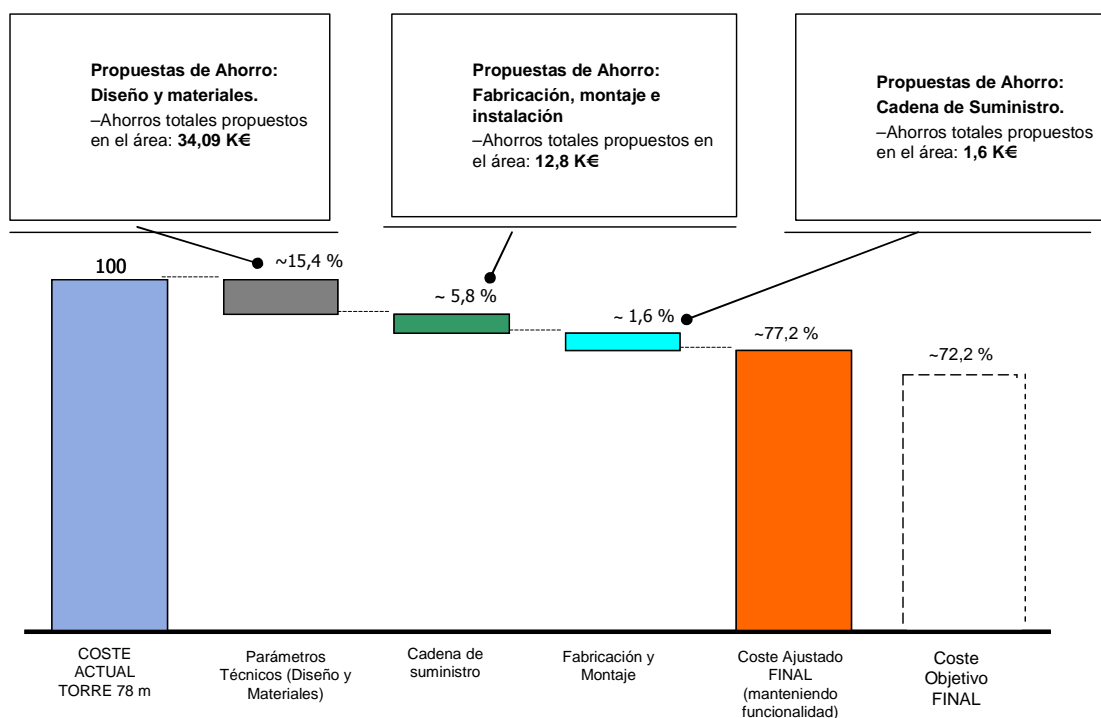


Figura 4.99. Diagrama con el desglose de las propuestas finales de reducción de costes por áreas, con el nuevo coste ajustado final propuesto y la definición de un nuevo coste objetivo de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

En la Figura 4.100. se presenta el gráfico utilizado en el proceso de validación de las ideas de reducción de costes de la torre de 78 m, en sus diferentes fases de madurez hasta la conclusión de la fase de validación de factibilidad (22,8 % de ahorros totales aprobados) y parcialmente el resto de fases hasta la finalización del proyecto, las cuales se completarán en los siguientes apartados de este capítulo.

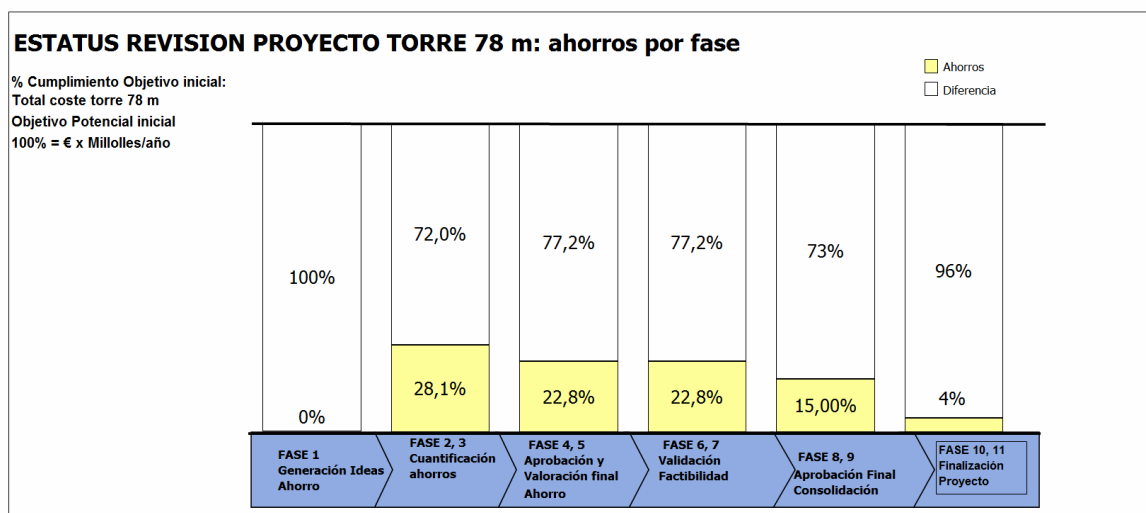


Figura 4.100. Esquema gráfico del proceso de maduración para la validación de las ideas de reducción de costes en la fase de aprobación de torres de 78 m (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Con las propuestas finalmente validadas se procederá a la preparación de la documentación final del proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m y a la finalización del proyecto.

8-Consolidación de los ahorros de costes.

Cuando se ha llegado a la fase 8 y 9 de aprobación final y consolidación, el proyecto ha completado el proceso de maduración técnica y de factibilidad de cada propuesta de reducción de costes de la torre de 78 m y una vez que estas están totalmente validadas y aprobadas por el comité de dirección de la empresa, incluyendo el nuevo desglose de costes de cada conjunto y componente después de incorporar la reducción de costes, se procede a la consolidación del proceso de ahorro de costes según se ha planteado en el esquema general del punto 7 (Ver Figura 4.101. con las fases de validación de las propuestas e ideas de reducción de costes).

Como parte de la consolidación de ahorros de costes, en las torres metálicas de 78 m del proyecto se han subdividido las propuestas aprobadas por la dirección de la empresa en diferentes escenarios temporales de implantación de las mismas en la producción de torres: producción de prototipos, producción de unidades de pre-serie, producción en serie. En la Figura 4.100. se muestra la distribución temporal final de la implantación de las propuestas de reducciones de costes validadas y aprobadas para la torre de 78 m cuyo resumen de síntesis se indica a continuación: implantación del 41% (20697 €/Torre) de las propuestas aprobadas en la fase de prototipos y de producción de unidades de pre-serie; implantación del 46% (23221 €/Torre) de las propuestas aprobadas en la fase de serie (entre la unidad 20 y la unidad 100 de torre de 67 m) e implantación del 13% (6562 €/Torre) de las propuestas aprobadas en la fase de serie (a partir de la unidad 100 de torre de 67 m).

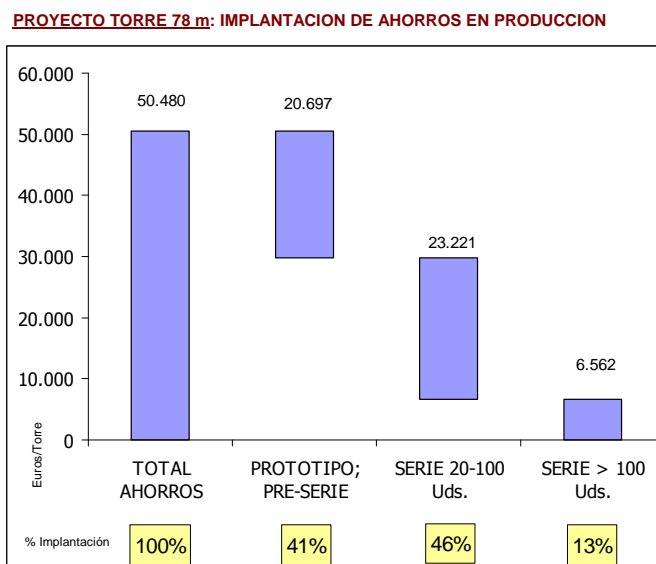


Figura 4.101. Esquema de la distribución temporal de la implantación de los ahorros validados y aprobados para la torre de 78 m obtenidos en el programa de reducción de costes: ahorros y porcentajes en la fase de prototipos, en la fase pre-series y en la fase de serie (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

9-Plan de implantación.

Una vez que se ha concluido la validación y la aprobación de la propuesta de reducción de costes y se han capturado los ahorros de costes con su importe final, todo ello según el procedimiento a seguir expuesto en el punto 7 (Validación de las propuestas e ideas de reducción de costes), se definió un plan de implantación de las propuestas de ahorro y reducción de costes aprobadas. Este plan de implantación incluye la definición de las actividades de desarrollo e implantación, así como el cronograma de realización de las mismas.

Como base de partida en el proyecto de reducción de costes de torre de 78 m se han utilizado las propuestas de reducción de costes definidas, aprobadas y consolidadas para cada componente o sistema con el plan de detalle de cada una de ellas. Este plan de detalle ha incluido además en cada componente evaluado y valorado de la torre de 78 m, el impacto de los ahorros de cada propuesta y el horizonte temporal de implantación de cada una de ellas (corto, medio o largo plazo). En la Figura 4.102. se muestra el sumario de propuestas aprobadas con el plan implantación (como referencia se indica el de cadena de suministro de la torre de 78 m), donde se indican el detalle de los datos específicos de cada propuesta de reducción de costes para cada componente, el impacto en ahorros consolidados, el horizonte temporal de implantación de cada propuesta y el departamento y persona responsable de llevarlos a cabo. Del mismo modo en este proyecto para el resto de áreas y componentes de la torre de 78 m se ha realizado y existe un fichero de archivo con los datos específicos.

RESUMEN de PROPUESTAS de AHORRO TORRE 78 m: CADENA DE SUMINISTRO

✓ Aprobadas

Horizonte de implantación	Corto		C2	C1
	Medio		C3	
	Largo		C4	
		Bajo	Medio	Alto
		Impacto económico estimado		

Nº	Propuestas de Ahorro	Estatus	Impacto k€/Torre	Horizonte	Dept./Líder
C1	Optimización de los costes de transporte de los tramos de torre Onshore de 78 m.	✓	~1,55	Corto	Compras/ MJR
C2	Optimización de la base de suministradores externos de componentes internos de torre y de subcontratistas de sub-montajes	✓	~1	Medio	Compras/PLZ
C3	Proveedores externos de torre: centralización en el fabricante de aerogeneradores de las compras de componentes, consumibles y subcontrataciones	✓	~0,5	Medio	Compras/MJR
C4	Optimización de la localización de la cadena de suministro en España de los principales componentes de la torre de 78 m (chapas, bridas, etc.), mejorando la situación actual en relación a las localizaciones de los suministradores de componentes, la ubicación de los procesos intermedios de fabricación (mecanizado, granallado, pintura, etc.), la localización de la fabricación y el montaje de la torre	✓	0,45	Largo	Operaciones/VLM

Horizonte de implantación: Corto: <3 meses; Medio: 3-6 meses; Largo: 6-18 meses;

Figura 4.102. Esquema de detalle con el resumen de propuestas de reducción de costes aprobadas para el área de cadena de suministro y con los ahorros de coste consolidados, así como con el horizonte temporal de implantación (Fuente: elaboración propia).

En la fase del plan de implantación se ha partido del cronograma de actividades iniciales generales en la fase de lanzamiento del proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m (ver Figura 4.103.), a partir del cual y junto con el plan de propuestas validadas de reducción de costes de todos los componentes (ver esquema anterior en la Figura 4.102.) se preparó el cronograma final de implantación del proyecto.

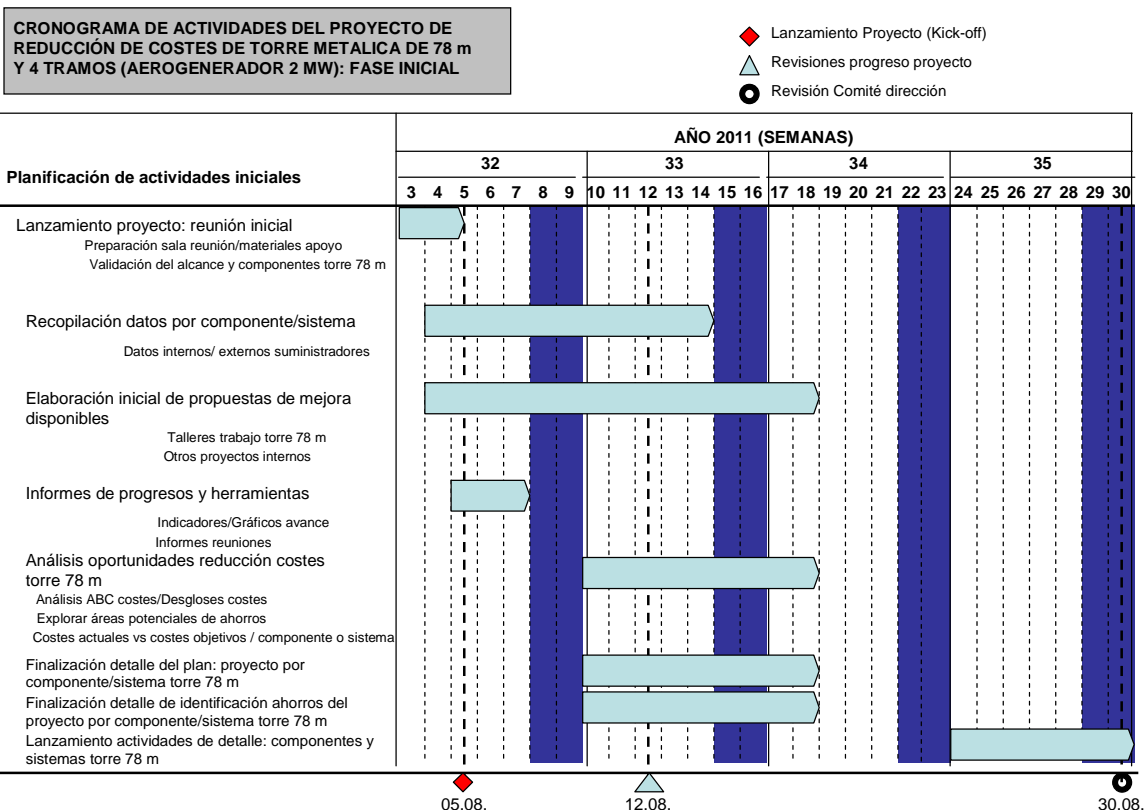


Figura 4.103. Cronograma de implantación inicial de las actividades del proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m. (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

Finalmente para este proyecto de torre de 78 m de aerogenerador Onshore de 2 MW, se ha definido un cronograma con el plan de implantación de cada propuesta de ahorro validada para cada componente o sistema del aerogenerador, dentro del cual se han definido las actividades de desarrollo e implantación con fechas específicas incluidas en el cronograma de realización (ver Figura 4.104.).

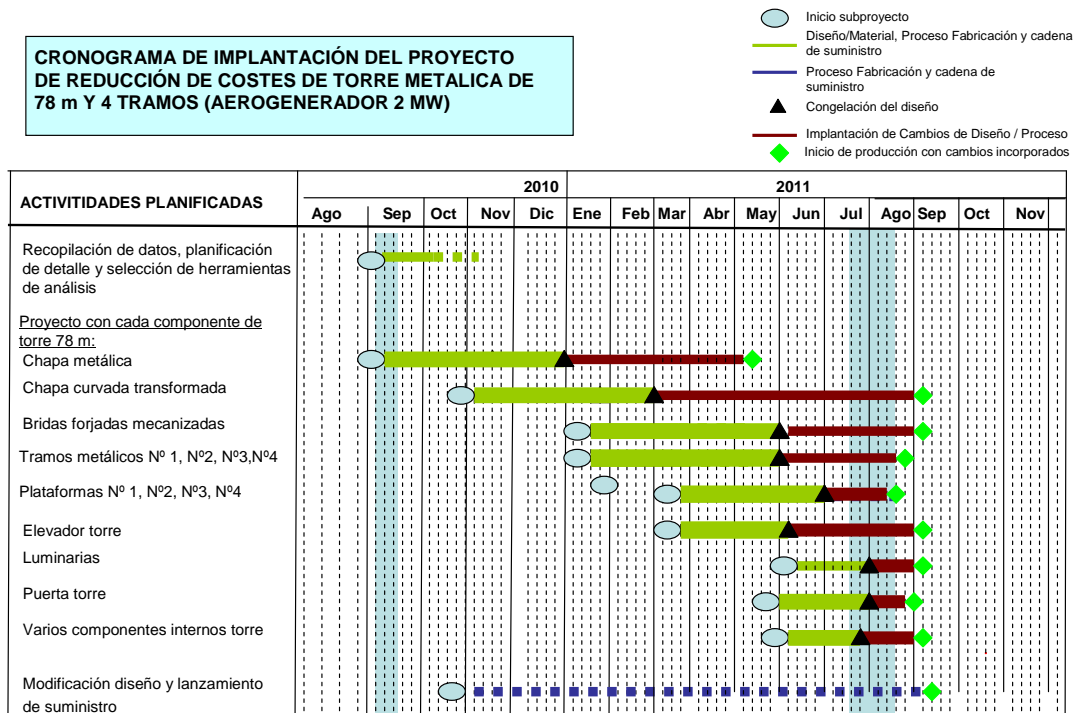


Figura 4.104. Cronograma de implantación de detalle de las propuestas de reducción de costes de la torre de 78 m una vez aprobadas y validadas (Fuente: elaboración propia y fabricante de aerogenerador).

10-Efectos consolidados de la reducción de costes.

Una vez completado el plan de implantación de las propuestas de reducción de costes validadas y aprobadas con sus correspondientes actividades a desarrollar, se ha llevado a cabo el cálculo de los efectos económicos aportados por el proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m en la reducción de los costes de inversión de capital (CAPEX) y finalmente en el coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador Onshore completo de 2 MW, siendo la parte final del proyecto del caso de estudio presente.

Los valores de partida del aerogenerador del presente proyecto de reducción de costes de la torre metálica de 78 m son los siguientes, los cuales son necesarios conocer para realizar los cálculos del nuevo coste de la energía (COE).

- Potencia del aerogenerador Onshore: 2 MW.
- Tipo de aerogenerador: terrestre Clase IA, a barlovento, con 3 palas, eje horizontal, control por paso a velocidad variable, tren de potencia estándar con eje y multiplicadora.
- Diámetro de rotor: 87 m.
- Área de barrido: 5945 m².
- Velocidad de rotación: 9.0 a 19 r.p.m.
- Torre metálica de 87 m de altura.
- AEPnet: 6166 MWh/año (para un parámetro de curva *Weibull* $k = 2$; velocidad de viento medio $v = 7$ m/s).

Para realizar el cálculo de detalle del coste de la energía (COE) del aerogenerador Onshore de 2 MW de este estudio, se propone en la presente tesis utilizar el modelo *WindPACT* de diseño de costes del laboratorio norteamericano NREL (National Renewable Energy Laboratory), según se ha definido en el punto 4.6.1.2. (Metodología de reducción de costes: propuesta de procedimiento).

Para el cálculo del coste de la energía (COE) producida por el aerogenerador Onshore de 2 MW se ha partido de la fórmula 10.1. de COE (los valores de COE son en Euros kWh):

$$\text{CoE} = \frac{\text{Annualized CAPEX} + \text{Annualized OPEX}}{\text{Annual Energy Production}}$$

(Fórmula 10.1)

CoE: *Cost of Energy* (Coste de la energía) anualizado en € kWh.

Annualized CAPEX: *Annualized Capital Expenditure* (Gastos de capital anualizados).

Annualized OPEX: *Annualized Operation Expenditure* (Gastos de operación y mantenimiento anualizados).

Annual Energy Production (AEPnet): es el valor de la energía total producida por el aerogenerador eólico durante el periodo anual considerado.

Cálculo del COE del aerogenerador Onshore de 2 MW.

Aplicando el desglose de factores de la fórmula del COE anualizado que se utiliza en el modelo *WindPACT* de NREL se obtiene una nueva fórmula transformando los factores del numerador (NREL), la cual se ha desarrollado en el punto 4.6.1.2.

$$\text{COE} = (\text{FCR} \cdot \text{ICC} / \text{AEPnet}) + \text{AOE} \quad (\text{Fórmula 10.2})$$

Los valores de cada factor de la fórmula 10.2 son los siguientes.

ICC (Coste de Capital Inicial) se mide en Euros y se obtiene como suma del *Turbine Capital Cost* (TCC) o coste de capital del aerogenerador y el *Balance of the Station* (BOS) o balance del emplazamiento.

$$\text{ICC} = \text{TCC} + \text{BOS} \quad (\text{Fórmula 10.3})$$

El valor de TCC en nuestro caso viene dado por el fabricante del aerogenerador Onshore de 2 MW y este coste incluye la nacelle, el rotor con las palas y la torre de 78 m (el coste inicial de la torre es 221400 €):
 $TCC = 1176000 \text{ €} / \text{aerogenerador Onshore de 2 MW}$

El valor de BOS (balance del emplazamiento) viene dado por el promotor del parque eólico y en este coste se incluyen la cimentación en tierra, la estructura de soporte, los costes de transporte, los costes de carreteras y de obra civil, los costes de montaje e instalación y los costes de interfaces y de conexiones eléctricas:

$BOS = 423360 \text{ €} / \text{aerogenerador Onshore de 2 MW}$

El total del coste inicial de capital ICC del aerogenerador Onshore de 2 MW es el indicado en la fórmula 10.3:

$$ICC = TCC + BOS = 1176000 + 423360 = 1599360 \text{ €} \quad (\text{Fórmula 10.3})$$

FCR (*Fixed Capital Rate*) o tasa fija de gastos anuales: cantidad anual en Euros. El valor de FCR es el 11,58% del valor de ICC (Coste de Capital Inicial) según lo indicado en el modelo de NREL. El valor para el aerogenerador Onshore 2 MW se incluirá en la fórmula 10.2 de COE como 0,1158.

El valor de AOE (*Annualized Operation Expenditure* o coste de operación anuales) es el relativo a los costes de operación y mantenimiento anualizados. Este coste anual de operación engloba los gastos relacionados con la operación del aerogenerador Onshore en €/kWh. El AOE se define mediante la siguiente fórmula 10.4:

$$AOE = (LLC + LRC + O\&M)/AEP_{net} \quad (\text{Fórmula 10.4})$$

LLC es el coste anual de arrendamiento del terreno (unidad monetaria/año). El modelo de NREL fija el LLC como un 0,108% del AEPnet y el valor obtenido final se muestra en la fórmula 10.5.

La energía anual producida por el aerogenerador Onshore de 2 MW es AEPnet = 6166 MWh/año (para un parámetro de curva *Weibull* $k = 2$; velocidad de viento medio $v = 7 \text{ m/s}$).

$$LCC = 0,00108 * AEP_{net} = 0,00108 * 6166 = 6,659 \text{ MWh/año} = 6659 \text{ kWh/año} \quad (\text{Fórmula 10.5})$$

LRC (coste global medio anual de sustitución en unidad monetaria/año): incluye los gastos anuales medios de reemplazo de los componentes principales del aerogenerador. El LRC se obtiene como el producto de la potencia nominal del aerogenerador (en nuestro caso 2 MW) por un factor de 10,7 para los casos de configuración terrestre (ver fórmula 10.6).

$$LRC = 10,7 * 2 = 20,7 \text{ MW} = 20700 \text{ kW} \quad (\text{Fórmula 10.6})$$

O&M (coste de operaciones y mantenimiento en unidad monetaria/año): es el coste que incluye los gastos anuales de mano de obra, de componentes y recambios previstos para el mantenimiento del aerogenerador y los no previstos; gastos de componentes y recambios para el mantenimiento de las instalaciones y equipos; y gastos de la mano de obra administrativa y de soporte. Aplicando el modelo de NREL, se asigna para el coste de O&M de aerogeneradores Onshore un valor del 0,7% del AEPnet (ver resultado para el aerogenerador de 2 MW en la fórmula 10.7).

$$O\&M = 0,07 * AEP_{net} = 0,007 * 6166 = 43,162 \text{ MWh/año} = 43162 \text{ kWh/año} \quad (\text{Fórmula 10.7})$$

Sustituyendo los valores en la fórmula 10.5 se obtiene el valor de AOE para el aerogenerador Onshore de 2 MW:

$$AOE = (LLC + LRC + O\&M)/AEP_{net} = (6659 \text{ kWh/año} + 20700 \text{ kW} + 43162 \text{ kWh/año}) / 6166 \text{ MWh/año} = 0,011437 \text{ €/kWh anuales} \quad (\text{Fórmula 10.8})$$

Finalmente calculamos el valor actual del coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador Onshore de 2 MW con torre de 78 m según la fórmula 10.2 sustituyendo en la misma los valores calculados previamente. Los resultados de COE se expresan en la fórmula 10.9:

$$\text{COE} = (\text{FCR} \cdot \text{ICC} / \text{AEP}_{\text{net}}) + \text{AOE} = (0,1158 * 1599360 \text{ €} / 6166 \text{ MWh/año}) + 0,011437 \text{ €/kWh} = 0,0300366 + 0,011437 = 0,0414736 \text{ €/kWh} \quad (\text{Fórmula 10.9})$$

En el caso del proyecto de reducción de costes de la torre de 78 m del aerogenerador Onshore de 2 MW, se aplicará el nuevo coste del aerogenerador completo incorporando los ahorros totales obtenidos: 50480 €. El factor ICC (Coste de Capital Inicial) se verá modificado en el sumando TCC (costes de capital del aerogenerador) al modificarse el coste inicial de la torre de 78 m (221400 €) al nuevo coste reducido después de implantar las medidas de reducción de costes: nuevo coste de la torre es 170920 €. El nuevo coste de capital del aerogenerador TCC será: TCC = 1125520 €. El nuevo coste ICC se presenta en la fórmula 10.10 después de actualizar a los nuevos costes tanto el factor TCC como el BOS:

$$\text{ICC} = \text{TCC} + \text{BOS} = 1125520 + 405187 = 1530707 \text{ €} \quad (\text{Fórmula 10.10})$$

Por lo tanto el nuevo coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador Onshore de 2 MW con torre de 78 m según la fórmula 10.2, sustituyendo en la misma los valores actualizados con las reducciones de costes de la torre indicadas anteriormente en la fórmula 10.10 presentan los siguientes resultados de COE que se expresan en la fórmula 10.11:

$$\text{COE}_{\text{(nuevo)}} = (\text{FCR} \cdot \text{ICC} / \text{AEP}_{\text{net}}) + \text{AOE} = (0,1158 * 1530707 \text{ €} / 6166 \text{ MWh/año}) + 0,011437 \text{ €/kWh} = 0,0287473 + 0,011437 = 0,0401843 \text{ €/kWh} \quad (\text{Fórmula 10.11})$$

Como conclusión mencionar que solamente mediante el desarrollo e implantación del programa de reducción de costes de la torre de 78 metros presentado y desarrollado en esta tesis, se ha obtenido este valor anualizado del coste de la energía COE _(nuevo), el cual supone una reducción del **3,05 %** en el coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador Onshore de 2 MW, siendo aplicable a los 20 años de vida útil del mismo en operación en el parque eólico terrestre. Si además de considerar el proyecto de reducción de costes de la torre de 78 metros se aplica el procedimiento con la sistemática propuesta en esta tesis y se extiende además a otros componentes del aerogenerador (como las palas, el rotor, generador, electrónica de potencia, componentes metálicos, etc.), a operaciones de la cadena de suministro, a la instalación en el parque eólico, a los costes OPEX (operación y mantenimiento del aerogenerador en el parque eólico) y a incrementos de la energía anual producida AEP_{net} por medio de la implantación de mejoras técnicas del producto, las reducciones del valor del coste de la energía (COE) anualizada pueden ser considerables, obteniéndose de esta forma una mayor competitividad del precio de venta del aerogenerador Onshore (también aplicable a los modelos Offshore) y generar potencialmente nuevas ventas del modelo en cuestión, así como conseguir una reducción en el precio del coste de la energía eólica Onshore y poder competir por alcanzar la paridad de costes de generación eléctrica con las fuentes de energía convencionales.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES, APORTACIONES Y NUEVAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

CAPÍTULO 5.

CONCLUSIONES, APORTACIONES Y NUEVAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

5.1. CONCLUSIONES GENERALES.

En la presente tesis doctoral se ha partido de la evaluación de la situación actual del sector eólico a nivel global en cuanto a su desarrollo presente y a las expectativas previstas para los próximos años, todo ello en un entorno de estancamiento de la demanda eólica en los principales mercados mundiales. En el capítulo 1 se han planteado tanto la justificación de la investigación como los objetivos planteados.

El sector eólico de aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore está involucrado en los últimos años en un proceso de globalización del mercado eólico tanto en lo relativo a la instalación de los parques eólicos como a la fabricación de aerogeneradores y de sus componentes. En el aspecto de competitividad económica en cuanto al precio de los aerogeneradores y en cuanto al precio en Euros/MW, existe en la actualidad una gran competencia entre los fabricantes occidentales (europeos y norteamericanos) y los fabricantes asiáticos (chinos, indios y coreanos), dentro de un proceso continuo de reducción de precios tanto de los aerogeneradores como del coste de la energía (COE) en Euros/kWh.

Adicionalmente, debido a que la energía eólica es una fuente de energía que recibe subvenciones públicas de diferente naturaleza en función de los países (primas a la producción de electricidad y exenciones fiscales entre las más importantes), se plantea como objetivo sectorial el alcanzar la paridad de costes de generación de la electricidad producida de origen eólico respecto a los costes de generación de electricidad por medio de fuentes de energía convencionales. Se presenta un hecho concluyente, respecto a los costes de energía de la electricidad de origen eólico en comparación con las fuentes de energía convencionales, que la energía eólica tiene un reto en cuanto a su supervivencia en el largo plazo en entornos legislativos donde las ayudas públicas se vean minimizadas cuantitativamente o incluso sean inexistentes.

En los capítulos 2 y 3 de la tesis, después del proceso investigación de evaluación y análisis, se derivan como planteamientos y como conclusiones, varias de las claves de la energía eólica relativas a los aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore, tanto en su situación presente como la prevista en los próximos años, entre las cuales se mencionan las siguientes como más representativas:

-La innovación tecnológica de los aerogeneradores: es preciso implantar mejoras técnicas de producto así como incorporar en los aerogeneradores los últimos avances tecnológicos (nuevos materiales, sistemas de control, mejoras en el *software*, etc.) con el objetivo de incrementar la energía anual producida (AEP) así como incrementar el factor de capacidad del aerogenerador y con todo ello mejorar la eficiencia técnica.

-Mejora de la competitividad de la energía eólica desde el punto de vista económico: los principales factores económicos y financieros que afectan a la competitividad de la energía eólica están relacionados con la reducción del coste de la energía (COE) anualizada del aerogenerador, con la reducción de los costes de inversión de capital (CAPEX: *Capital Expenditure*) y con los costes de operación y mantenimiento (OPEX: *Operation Expenditure*). Asimismo se concluye que hay otros factores económicos claves como son los proyectos de reducciones de costes del aerogenerador (componentes, montaje e instalación) y la optimización de la cadena de suministro tanto en los parques eólicos Onshore como en los Offshore.

-Optimización de los factores legislativos y administrativos: es preciso plantear una optimización de la legislación existente en cuanto a los requisitos exigidos para la tramitación y autorizaciones de instalación, y en cuanto a costes de los procesos administrativos y de gestión, así como una reducción de los plazos administrativos totales, tanto en España como en otros países. Asimismo es necesario implantar procesos de mitigación de las barreras administrativas que permitan llevar a cabo el desarrollo y la implantación de la energía eólica de manera mucho más efectiva y con menores costes económicos que en la actualidad.

Dentro del alcance de la tesis, en relación a la energía eólica, se han considerado investigar, analizar y evaluar las áreas técnicas, legislativa y administrativa, y el área económica y financiera de los aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore. Como paso previo a la selección de los factores fundamentales, en el capítulo 2 se ha procedido a la identificación de los principales factores de la energía eólica considerados en el alcance de la tesis y en las mencionadas áreas. El resultado de la investigación presenta como conclusiones intermedias una selección temática por áreas de los principales factores de la energía eólica sintetizados y resumidos en forma de matrices, todo ello después de un proceso de investigación donde se han evaluado múltiples factores en función de los criterios utilizados por los diferentes autores de la bibliografía de referencia, de la legislación vigente y de los datos específicos del sector eólico (fabricantes, clientes y organismos sectoriales). La síntesis presentada con los principales factores en los ámbitos técnico, legislativo y económico se articula como un mapa estructurado, que sin pretender ser exhaustivo, se perfila potencialmente como una posible vía de análisis y evaluación sectorial para poder continuar con futuras investigaciones en la identificación y mejora de las claves de la energía eólica.

Debido a la amplitud numérica y a la variedad de tipologías de los factores identificados en el proceso investigador de la tesis en el capítulo 2, y teniendo en cuenta los retos anteriormente mencionados a los que se enfrenta la energía eólica en la actualidad, se plantea como necesidad la selección en un ámbito más restringido de una serie de factores fundamentales específicos por cada área, de forma que se puedan focalizar de una manera más concisa las potenciales actuaciones de mejora sobre cada uno de los factores fundamentales finalmente seleccionados. El proceso de selección de los factores fundamentales de la energía eólica, se ha llevado a cabo mediante la propuesta metodológica del capítulo 4 que define como punto de partida los principales factores identificados en el capítulo 2 en cada una de las áreas temáticas, a partir de los cuales se han aplicado los criterios de selección definidos en el capítulo 4, con objeto de proceder en base a los mismos, a la selección de los factores fundamentales de la energía eólica en los aspectos técnicos, legislativos y administrativos, económicos y financieros. El enfoque prioritario ha sido seleccionar los factores fundamentales que afectan en la actualidad al desarrollo e implantación de la energía eólica Onshore y Offshore, tanto en España como en general en el resto del mundo. Asimismo dichos factores fundamentales seleccionados se han sintetizado utilizando matrices para poder evaluarlos y visualizarlos con mayor claridad.

Las principales conclusiones en cada una de las áreas de alcance de la tesis se sintetizan a continuación. En relación a los factores técnicos fundamentales seleccionados, indicar que se han seleccionado aquellos que, de acuerdo a los criterios de selección, más contribuyen al incremento de la energía anual producida (AEP) y a la reducción del coste de la energía (COE) anualizada de cada modelo de aerogenerador, así como los factores técnicos en relación a la mejora del producto y las nuevas tendencias y avances tecnológicos que se están desarrollando actualmente por parte de los fabricante y de grupos de trabajo nacionales e internacionales. De modo diferenciado se han seleccionado los factores técnicos fundamentales específicos de los aerogeneradores Offshore debido a sus características técnicas especiales y al entorno de funcionamiento. En total en las diferentes sub-áreas técnicas se han seleccionado 63 factores técnicos fundamentales, los cuales a su vez se han desglosado en múltiples sub-factores técnicos.

En relación a los factores legislativos y administrativos fundamentales seleccionados, indicar que se han seleccionado aquellos que, de acuerdo a los criterios de selección, presentan una mayor influencia en la estructura de los procedimientos legislativos y administrativos de las instalaciones eólicas, en los plazos de implantación a nivel legislativo y administrativo, los factores y aspectos económicos de la legislación relativos a la asignación de aportaciones económicas públicas a la electricidad producida en el régimen especial en España para las instalaciones eólicas Onshore y Offshore, los factores y aspectos de las competencias legislativas, los factores y aspectos técnicos y constructivos y los factores y aspectos medioambientales. En total en las diferentes sub-áreas legislativas y administrativas se han seleccionado 28 factores legislativos y administrativos fundamentales referidos a la legislación española, los cuales a su vez se han desglosado en múltiples sub-factores legislativos y administrativos.

En relación a los factores económicos y financieros fundamentales seleccionados, indicar que se han seleccionado aquellos que, de acuerdo a los criterios de selección, presentan una mayor influencia en la existencia de regulaciones administrativas relativas a las primas económicas a la producción de energía eléctrica de origen eólico y de incentivos fiscales a la energía eólica, los que afectan a la reducción del coste de la energía (COE) anualizada en aerogeneradores Onshore y Offshore, los que contribuyen al incremento de la producción de energía anual (AEP) del aerogenerador y los factores que más influyen en los costes y precio de la energía eólica. De modo diferenciado, de acuerdo a los mismos criterios de selección, se han seleccionado los factores fundamentales económicos y financieros específicos de los aerogeneradores Offshore debido a sus características técnicas especiales en el entorno medioambiental de funcionamiento y a su especificidad desde el punto de vista económico y financiero. En total en las diferentes sub-áreas económico-financieras se han seleccionado 18 factores económicos y financieros fundamentales, los cuales a su vez se han desglosado en múltiples sub-factores económicos y financieros. Como conclusiones de la propuesta metodológica desarrollada en el capítulo 4, reseñar que el resultado obtenido en cada área (técnica, legislativa y administrativa, económica y financiera) se presenta como una guía de síntesis con la selección de los factores fundamentales de la energía eólica en los modelos de aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore, cuya influencia es de importancia capital en el desarrollo y en la implantación continua de la energía eólica. Los factores fundamentales finalmente seleccionados se plantean desde la presente tesis como sujetos para ser desarrollados dentro de planes de mejora específicos para, por medio de su posterior desarrollo e implantación, poder obtener una mayor competitividad de la energía eólica en relación a la situación actual y frente a las fuentes de energías convencionales respecto a aspectos fundamentales como los siguientes: los costes de paridad respecto a las fuentes de energía convencionales; obtener la mitigación y eliminación de las barreras legislativas y administrativas en la implantación de la energía eólica; obtener una optimización de los factores técnicos de la energía eólica que afectan a la mejora de los diseños actuales en los aerogeneradores, así como el desarrollo de nuevos diseños de producto más eficientes enfocados al incremento de la producción de energía anual (AEP) y a la mejora de la fiabilidad en operación de los aerogeneradores.

Adicionalmente mencionar que el caso de estudio planteado en la tesis como parte de la comprobación de la aplicación de la propuesta metodológica de la selección de factores fundamentales, se ha centrado en uno de los aspectos más relevantes de la energía eólica en la actualidad como es el de la reducción de costes. El caso de estudio se ha aplicado como un proyecto de reducción de costes de uno de los componentes de mayor contribución económica del aerogenerador Onshore como es la torre: en concreto se ha seleccionado una torre metálica de 78 metros de altura correspondiente a un aerogenerador Onshore de 2 MW de potencia. Por medio de la propuesta metodológica de reducción de costes desarrollada en el capítulo 4 sobre un factor fundamental de la energía eólica, mediante la aplicación de herramientas de análisis y de planes de mejora en diferentes sub-componentes y en áreas tales como las de fabricación de la torre metálica y la cadena de suministro, se obtiene en este caso concreto y una vez finalizado el ejercicio la obtención de una reducción de costes potencial del 22,8 %. Esta reducción de costes de la torre, una vez implantada en la fabricación seriada, lleva asociada una reducción potencial del coste de la energía (COE) anualizada del modelo de aerogenerador Onshore analizado de un 3,05 % aproximadamente. Se concluye por medio del resultado obtenido en el caso que, partiendo de una adecuada selección de factores fundamentales de la energía eólica en cada área de estudio concreta, en este caso en el área económica y técnica, y por medio de la aplicación de procedimientos de reducciones de costes y los planes de mejora e implantación asociados a los mismos, se verifica que se puede potenciar la mejora de la competitividad de la energía eólica (aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore) en escenarios legislativos en donde no existan los apoyos retributivos públicos.

Como conclusión final indicar que el objetivo que se ha planteado como síntesis de la tesis es la selección de los factores fundamentales de la energía eólica Onshore y Offshore, de acuerdo a los criterios de selección previamente establecidos, para identificar de esta manera las áreas de trabajo en las que se debe proceder a desarrollar planes de mejora y optimizaciones de la situación actual de la energía eólica: desde el punto de vista técnico con nuevos desarrollos de producto más eficientes desde el punto de vista de la producción de energía anual así como por medio de la optimización de los productos y componentes actuales; desde el punto de vista legislativo y administrativo, por medio de la adecuación y optimización de la legislación actual y de los procesos administrativos para favorecer el desarrollo continuo de la energía eólica; así como desde el punto de vista económico y financiero por medio de la reducción del

coste de la energía (COE) anualizada. Los factores fundamentales seleccionados en esta tesis en las áreas técnica, legislativas y administrativas, y económico-financieras, se constituyen no solo en las claves de la energía eólica desde el punto de vista técnico, legislativo y económico de acuerdo a los criterios de selección establecidos, sino asimismo en un mapa de factores y en una guía de potenciales prioridades de desarrollo en el sector eólico de los aerogeneradores Onshore y Offshore, los cuales potencialmente pueden ser sujeto de utilización por parte de los actores del sector eólico y ser parte de futuros trabajos de investigación en el sector eólico.

5.2. APORTACIONES.

En este apartado se presenta la síntesis de las principales aportaciones propias de la investigación llevada a cabo en la presente tesis.

La revisión bibliográfica sobre la energía eólica llevada a cabo en esta tesis aporta de forma sintética una perspectiva histórica y los principales conceptos generales de la energía eólica, así como las últimas actualizaciones bibliográficas y las últimas tendencias presentadas en el sector a nivel de características técnicas de producto, de legislación aplicable en España y las últimas tendencias en el análisis y evaluación de los factores económicos y financieros que afectan a la energía eólica Onshore y Offshore. La información aportada procedente de la investigación llevada a cabo en la tesis, proporciona una guía de conocimiento del estado del arte actualizado de los aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore, de sus diferentes modelos y de los principales componentes y tecnologías que se incorporan a los mismos, así como de los principales procesos de montaje, instalación y transporte utilizados actualmente, con especial énfasis en el caso de los aerogeneradores Offshore instalados en los parques marinos.

Otra aportación propia de esta tesis está en la identificación de los principales factores que afectan a la energía eólica (Onshore y Offshore), según las fuentes bibliográficas consultadas y aportadas a la misma, así como el procedimiento de clasificación de los principales factores de acuerdo a unos criterios establecidos de identificación, la clasificación de dichos factores identificados en las diferentes áreas (técnica, legislativa y administrativa, económica y financiera) y la síntesis de los mismos por medio de matrices que facilitan tanto la clasificación como su análisis y visualización.

Otra aportación específica de la tesis es la relacionada con la selección de los factores fundamentales que afectan al desarrollo e implantación global de manera continuada de la energía eólica Onshore y Offshore. Como propuesta metodológica original se plantea en la tesis la selección de los factores fundamentales de la energía eólica, los cuales se constituyen en el corto plazo en el objeto de desarrollo e implantación de planes de mejora. Dicha propuesta metodológica se basa en la información previa desarrollada para la identificación de los principales factores que afectan a la energía eólica, con objeto de analizarlos y evaluarlos por medio de unos criterios de selección de factores fundamentales previamente definidos basados en los aspectos sectoriales más relevantes en la actualidad relativos a la energía eólica como son entre otros los siguientes: avances técnicos e implantación de nuevas tecnologías en los aerogeneradores, legislación vigente y procedimientos administrativos, aspectos económicos y financieros de la energía eólica. En la fase final de la propuesta metodológica, basándose en los criterios previamente establecidos, se lleva a cabo la selección de los factores fundamentales, constituyéndose los mismos en el resultado de la propuesta metodológica la cual se materializa en los factores fundamentales seleccionados en las diferentes áreas dentro del alcance de la tesis (técnica, legislativa y administrativa, económica y financiera). Dichos factores fundamentales seleccionados se presentan sintetizados y en formato matricial lo que permite una mayor eficacia en su comprensión, valoración y visualización. Los factores fundamentales seleccionados se constituyen en las claves de la energía eólica en función de los criterios de selección, y a su vez en una guía de referencia para ser utilizada potencialmente en futuros programas de mejora continua dentro del sector eólico, los cuales se determinarían como parte de futuros trabajos de investigación y de desarrollo de proyectos sectoriales de implantación de mejoras por parte de investigadores y de los actores en el sector eólico.

Por último otra aportación original de la tesis es, dentro del caso de estudio, el procedimiento presentado de los “Modelos de reducción de costes en componentes y operaciones de fabricación de los aerogeneradores Onshore y Offshore” para la confirmación de la propuesta metodológica presentada en la tesis. Dicho modelo presenta una metodología específicamente desarrollada para la aplicación eólica, junto con una serie de herramientas de análisis de uso convencional, con el objetivo de obtener de una forma planificada y cuantificada un proceso de reducción de costes en cada proyecto eólico seleccionado así como la definición de un plan de implantación de dicho proyecto que conlleva finalmente mediante su realización la mejora de la competitividad de la energía eólica. El modelo de reducción de costes se ha desarrollado como aportación de la tesis y es de aplicación genérica para el sector eólico en diferentes áreas y disciplinas, pudiendo ser potencialmente aplicable a otras tecnologías y sectores industriales.

5.3. NUEVAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

A lo largo de la investigación llevada a cabo en esta tesis, tanto durante los procesos de análisis y evaluación que han conducido inicialmente a la identificación de los principales factores de la energía eólica, como finalmente en la fase de selección de los factores fundamentales, ha quedado de manifiesto de manera concluyente que existen múltiples áreas y factores susceptibles de mejora dentro del sector de los aerogeneradores de eje horizontal Onshore y Offshore, cuya optimización estaría asociada a una mejora de la competitividad de la energía eólica respecto a las fuentes de energía convencionales.

Los factores fundamentales seleccionados en la tesis, en sí mismos se constituyen como factores críticos en la energía eólica y son todos ellos susceptibles de mejora para ser desarrollados en diferentes áreas de trabajo de manera específica. Adicionalmente se plantean por parte del autor de la tesis unas nuevas líneas de investigación que, independientemente de la línea de trabajo planteada en la tesis y su coincidencia temática de manera parcial en algunos casos, pueden ser sujeto y parte de futuros trabajos de investigación, de nuevas vías de estudio y de propuestas de mejora y de planes de mejora específicos dentro del sector eólico.

Las nuevas líneas de investigación propuestas por el autor para ser desarrolladas en el sector eólico Onshore y Offshore se enumeran a continuación, sin ser en modo alguno exhaustivas debido a la amplitud de la temática en las diferentes áreas abordadas en la tesis.

Dentro del área técnica en general, mencionar las siguientes líneas de investigación propuestas.

- Desarrollo de proyectos de mejora y optimización de los parámetros técnicos relacionados con el incremento de la captura de la energía del viento por los diferentes modelos de aerogeneradores. Los principales cambios de diseño que se plantean desarrollar y optimizar son los siguientes:
 - Mejora de los sistemas de control del aerogenerador con objeto de aumentar los límites de uso y operación del aerogenerador mediante gestión electrónica y por medio de programas de *software*.
 - Incremento de la eficiencia del tren de potencia: optimizando el diseño y el rendimiento de la multiplicadora con la utilización combinada preferente de generadores de imanes permanentes.
 - Incremento del diámetro del rotor en los nuevos diseños de aerogeneradores, con aumento de la superficie de captura del viento (*swept area*) en relación con los parámetros de cargas mecánicas y de costes de inversión de capital, buscando el equilibrio entre rentabilidad y rendimiento técnico.
 - Incremento de la eficiencia de la conversión de potencia y minimización de las pérdidas.
 - Diseños de configuración de aerogenerador con la relación adecuada de altura del rotor y de la torre en función de la velocidad del viento del emplazamiento.
- Desarrollo de nuevos diseños de palas de aerogenerador (Onshore y Offshore) en relación con los incrementos de longitud de las mismas y de los costes asociados. Las principales características técnicas asociadas a los nuevos diseños de palas a desarrollar son, entre otras, las siguientes:
 - Utilización de nuevos materiales avanzados en los principales componentes de las palas.

- Optimización de los parámetros de diseño debido a los incrementos de peso en las palas de mayor longitud y de sus componentes internos, con objeto de cumplir con el incremento de la funcionalidad técnica manteniendo unos costes competitivos.
- Desarrollo de propuestas de estandarización de diseños de palas y de sub-componentes de las mismas para poder ser adaptados y utilizados en diferentes plataformas de producto (aerogeneradores multi-MW), así como a su adaptación a las diferentes clases de aerogeneradores en función de la velocidad de viento del parque (Clase I, II, III y S).
- Definición técnica de las combinaciones óptimas de los diferentes diseños internos y externos de las palas, materiales empleados y proporción de los mismos, efectos de los diseños y materiales seleccionados sobre los costes finales de la pala y su rendimiento técnico.
- Estudios técnicos y desarrollo de programas de investigación específicos con objeto de optimizar los siguientes parámetros técnicos de los aerogeneradores: eficiencia, fiabilidad, optimización de los periodos de mantenimiento, reducción de pesos del aerogenerador y de sus sub-componentes, compatibilidad con los sistemas de red de los diferentes países.

Dentro del área técnica, en el caso particular de los aerogeneradores Offshore, mencionar las siguientes líneas de investigación propuestas.

- Proyectos de optimización del diseño y de los parámetros técnicos de los aerogeneradores Offshore en relación al incremento de la fiabilidad en operación, al incremento de la disponibilidad y a la reducción de los costes de operación y mantenimiento.
- Proyectos de optimización del diseño y de los parámetros técnicos de las plataformas de cimentación flotante de los aerogeneradores Offshore en relación a la reducción de los costes de inversión de capital, al incremento de la fiabilidad en operación, a la optimización de los parámetros de transporte e instalación en el parque marino y a la reducción de los costes de operación y mantenimiento.
- Proyectos de optimización del diseño y de los parámetros técnicos de las plataformas de cimentación ancladas al lecho marino de los aerogeneradores Offshore en relación a la reducción de costes de inversión de capital, al incremento de la fiabilidad en operación, a la optimización de los parámetros de transporte e instalación en el parque marino y a la reducción de los costes de operación y mantenimiento.
- Proyectos de diseños optimizados de la cadena de suministro en cuanto a logística, transporte, montaje e instalación de aerogeneradores Offshore y de sus principales componentes en el emplazamiento marino.
- Proyectos de diseños optimizados de los requisitos técnicos y logísticos específicos de las instalaciones portuarias existentes (en España y en general) para poder adecuarse a los requerimientos de la cadena de suministro en cuanto a logística, transporte, montaje e instalación de aerogeneradores Offshore y de sus principales componentes en el emplazamiento marino.
- Estudios técnicos de diseños optimizados de los equipamientos de los parques Offshore relativos a la conexión a la red y al transporte de la energía producida: subestaciones marinas, cables submarinos en corriente continua y corriente alterna en función de la distancia a la costa, celdas de transformación, etc.
- Proyectos de diseño de aerogeneradores Offshore con una vida estimada en operación de 25 años, lo que implica la adecuación de los parámetros del diseño y los costes de inversión de capital para poder obtener un diseño de producto que pueda cumplir los requerimientos técnicos de eficiencia, fiabilidad, disponibilidad y de costes.
- Proyectos para optimizar y facilitar la integración de la energía eólica en la red eléctrica: a través de la mejora de los recursos de predicción y de estrategias de operación de la red.

Dentro del área legislativa y administrativa mencionar las siguientes líneas de investigación propuestas.

- Definición de propuestas a nivel nacional e internacional de un marco legislativo estable de aportación pública y de retribuciones a la energía eléctrica producida mediante aerogeneradores Onshore y Offshore, con objeto de que se pueda garantizar su desarrollo e implantación de forma continuada en un periodo prolongado hasta que se alcance mayor madurez tecnológica y la paridad de costes de generación sea posible con respecto a las fuentes de energía convencionales.

- Desarrollo de estudios científicos sobre los niveles de necesidad y cuantificación de las aportaciones públicas a la energía eólica (primas a la producción eléctrica, exenciones de impuestos, ayudas públicas, etc.): en función del grado de madurez actual de la tecnología de los aerogeneradores y su eficiencia en relación a los costes de la energía. Y en función del grado de avance tecnológico del sector eólico diseñar modelos de dependencia de las aportaciones públicas con el objetivo de alcanzar la paridad de costes, es decir sin aportación pública, con las fuentes de energía convencionales.
- Propuestas de optimización de los procedimientos legislativos y administrativos de tramitaciones, autorizaciones y puesta en marcha de parques eólicos Onshore y Offshore: proyectos de mitigación de las barreras administrativas y de reducción de plazos de tramitación y autorizaciones por parte de los entes públicos, reducción del nº de organismos administrativos involucrados.
- En la repotenciación de los parques eólicos actualmente instalados, desarrollar propuestas de optimización de los procedimientos legislativos y administrativos de tramitaciones, autorizaciones y puesta en marcha de parques eólicos Onshore y Offshore, con un tratamiento normativo diferenciado y específico.
- Planes de mitigación de las barreras técnicas y medioambientales para la instalación de nuevos parques eólicos: problemática con los requisitos de sistemas de radar, fauna, requisitos medioambientales.
- Desarrollo de infraestructuras y regulaciones legislativas, medioambientales y técnicas para la implantación de la energía eólica Offshore de manera eficaz y en el medio plazo en España.

Dentro del área económica y financiera mencionar las siguientes líneas de investigación propuestas.

- Desarrollo de proyectos de reducción de costes en el sector eólico (Onshore y Offshore). Las áreas que se plantean como específicas para ser desarrolladas en detalle y de forma temática como líneas de investigación son las siguientes:
 - Programas de reducción de costes de los aerogeneradores y de sus componentes principales.
 - Programas de reducción de costes de las operaciones de montaje e instalación en el emplazamiento eólico Onshore.
 - Programas de reducción de costes de las operaciones de montaje e instalación en el emplazamiento eólico Offshore.
 - Cadena de suministro Onshore: desarrollo de modelos optimizados de la cadena de suministro local y global en la fabricación, transporte y en la instalación, mediante la generación de modelos con costes optimizados tanto para los aerogeneradores Onshore y sus sub-componentes.
 - Cadena de suministro Offshore: desarrollo de modelos optimizados de la cadena de suministro local y global en la fabricación, transporte y en la instalación, mediante la generación de modelos con costes optimizados tanto para los aerogeneradores Offshore y sus sub-componentes.
- Programas de reducción de los costes de capital asociados a los riesgos financieros, garantías y a los costes de los seguros: mediante la garantía de producción estable de energía eléctrica de origen eólico, tiempo de ciclo de operación estable debido al uso de tecnologías validadas y fiables.
- Programas de reducción de la tasa de descuento financiera: se verá reducida si se mitiga en los inversores la percepción de riesgo técnico de los proyectos eólicos Onshore y Offshore, mediante el desarrollo de modelos de predicción técnica de la producción de energía, códigos de red estandarizados, fiabilidad y supervivencia de los aerogeneradores en operación y proyectos de demostración de aerogeneradores Offshore.
- Desarrollo de programas específicos para cada uno de los factores que contribuyen al incremento de la competitividad de la energía eólica Onshore y Offshore, con respecto a la reducción del coste de la energía (COE) anualizada y al objetivo de alcanzar la paridad de costes en €/kWh con otras fuentes de energía convencionales. Entre otros se citan los más relevantes para ser desarrollados como futuras líneas de investigación:
 - Optimización del Coste de la energía (COE) anualizada: factores que afectan a su disminución.
 - Optimización del coste en €/MW del aerogenerador comercializado: factores que afectan a su disminución.
 - Optimización de los factores económicos que contribuyen al incremento de la Producción de Energía Anual (AEP: Annual Energy Production).

- Optimización de la estructura de costes de la instalación de un aerogenerador en el parque eólico Onshore y Offshore.
- Optimización de los costes de inversiones de capital (CAPEX) de las instalaciones de energía eólica.
- Optimización de los costes de operación y mantenimiento (OPEX).
- Optimización del incremento de la potencia del aerogenerador en relación a la configuración técnica del aerogenerador y a la producción de energía de los diferentes emplazamientos.
- Optimización del incremento de la captura de viento: diseños con relación óptima de aumento del diámetro de rotor y de superficie de barrido del rotor respecto a los costes.
- Optimización del incremento de altura del rotor y de la torre: diseños con relación óptima de captación de vientos con mayor velocidad media en función de los emplazamientos.
- Condiciones del recurso eólicos: proyectos de modelos de implantación en los mejores emplazamientos de recurso eólico de los aerogeneradores más avanzados en eficiencia productiva con objeto de reducir el Coste de la Energía (COE) e incrementar la competitividad de la energía eólica.
- Programas de reducción de los costes de desarrollo de nuevos productos de aerogeneradores y de instalación de parques eólicos.
- Programas de reducciones de los costes de obra civil de cimentaciones e instalación por MW instalado en parques eólicos Onshore y Offshore.
- Programas de reducción de los costes financieros y de inversiones en la interconexión de los parques eólicos a la red.
- Desarrollo de modelos de economías de escala adaptados al sector eólico para los procesos de fabricación: programas de mejoras que lleven asociadas reducciones de costes de fabricación asociados a los aerogeneradores Onshore y Offshore.
 - Procesos de montaje de aerogeneradores en el emplazamiento del parque eólico.
 - Procesos de montaje de nacelles.
 - Procesos de montaje de torres.
 - Procesos de montaje de palas.
 - Procesos de fabricación de subestructuras metálicas para cimentaciones Offshore.
 - Implantación de mejoras de productividad y de mejoras de los procesos de fabricación de nacelles y componentes utilizando sistemáticas de éxito procedentes de otros sectores industriales: por ejemplo *Lean Manufacturing*, Kanban, etc.
- Desarrollo de programas específicos para la reducción del Coste de la Energía (COE) mediante la aplicación de avances tecnológicos y mediante la optimización de factores que afectan a los costes:
 - Incremento de la potencia nominal del aerogenerador manteniendo los costes logísticos.
 - Optimización de la disponibilidad del aerogenerador en operación: desarrollo de programas con el objetivo de alcanzar valores próximos al 99% de funcionamiento en las condiciones de captación de viento, incrementándose la productividad del aerogenerador, reduciéndose el coste de la energía (COE).
 - Optimización de la fiabilidad del aerogenerador en operación: desarrollo de programas de mejora de la fiabilidad de los componentes y del conjunto del aerogenerador para reducir la tasa de fallos en un periodo de tiempo (MTBF = *Mean Time Between Failure*), obteniéndose una reducción de los costes de mantenimiento y de operación (OPEX).
 - Programas de optimización de la reducción de pérdidas de la energía producida debida a diferentes factores: efecto estela, histéresis por vientos altos, degradación de palas, disponibilidad técnica, autoconsumo del aerogenerador, pérdidas internas en el parque eólico, pérdidas en evacuación a la red, pérdidas por efectos medioambientales, pérdidas en los cables *array* de conexión entre aerogeneradores Offshore, pérdidas por suciedad en las palas, etc.
 - Costes de Operación y Mantenimiento (OPEX): programas y estudios de mejora de costes mediante el desarrollo de aplicaciones específicas para el sector eólico de nuevos sistemas de mantenimiento como el mantenimiento predictivo programado, mantenimiento preventivo programado para periodos de bajo viento, etc.
 - Programas de extensión de la vida útil de los aerogeneradores con objeto de aumentar la producción de energía y disminuir el coste de la energía en la vida del proyecto.

- Modelos de implantación de planes de mejora continua en el sector eólico Onshore y Offshore: a modo orientativo y como planteamiento complementario se pueden desarrollar modelos de gestión de las líneas de desarrollo y de las propuestas de mejoras en el sector eólico en diferentes campos. El autor de la tesis propone que estos aspectos de mejora puedan ser planteados y recopilados a modo de síntesis en herramientas matriciales, las cuales permitan la implantación de las mejoras de acuerdo a unos cronogramas temporales definidos previamente. Ver propuesta de ejemplo de matriz en la Figura 5.1., donde se proponen los siguientes datos a gestionar y realizar seguimiento dentro del plan global de mejora:
 - Factor de evaluación seleccionado.
 - Efectos del factor sobre el criterio de selección.
 - Definición concisa de la propuesta de desarrollo y de mejora.
 - Responsabilidad del desarrollo de la propuesta.
 - Responsabilidad de la ejecución de la propuesta.
 - Estimación cuantitativa o cualitativa de la contribución de la mejora.
 - Estimación de tiempo de desarrollo de la propuesta de desarrollo y de mejora.
 - Estimación de tiempo de ejecución de la propuesta de desarrollo y de mejora.

MATRIZ DE PROPUESTAS DE DESARROLLO Y DE MEJORAS
FACTORES FUNDAMENTALES DE LA ENERGÍA EOLICA: FACTORES ECONÓMICOS/FINANCIEROS

Nº	FACTOR	AREA FUNCIONAL DEL FACTOR	EFFECTOS DEL FACTOR SOBRE EL OBJETIVO	PROPUESTA DE DESARROLLO Y DE MEJORA	RESPONSABILIDAD DE DESARROLLO DE LA MEJORA	RESPONSABILIDAD DE IMPLANTACIÓN DE LA MEJORA	ESTIMACIÓN DE CONTRIBUCIÓN DE LA PROPUESTA DE DESARROLLO Y DE MEJORA	ESTIMACIÓN DE TIEMPO DE DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE MEJORA	ESTIMACIÓN DE TIEMPO DE IMPLANTACIÓN DE LA PROPUESTA DE MEJORA

Figura 5.1. Modelo de matriz de propuestas de desarrollo y de mejoras de factores de la energía eólica (Fuente: elaboración propia).

CAPITULO 6

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

6.1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- González-Velasco, J. Energías renovables. Editorial Reverté. Madrid, 2009.
- Madrid, A. Energías renovables: fundamentos, tecnologías y aplicaciones. AMV Ediciones Mundiprensa. Madrid, 2009.
- Jiménez Martínez, F. J. Energías Renovables. Madrid, 1999.
- Menéndez Pérez, E. Energías renovables, sustentabilidad y creación de empleo. Catarata. Madrid, 2001.
- Menéndez Pérez, E. Las Energías renovables: un enfoque político ecológico. Catarata. Madrid, 1997.
- De Juana Sardón, J. M. Energías renovables para el desarrollo. Thompson-Paraninfo, D.L. Madrid, 2003.
- Escudero López, J. M. Manual de Energía Eólica: Investigación, diseño, promoción, construcción y explotación de distinto tipo de instalaciones. Editorial Mundi-Prensa. Madrid, 2004. 471 pág.
- Fernández Díez, P. Energía Eólica. Departamento de Ingeniería eléctrica y energética de la universidad de Cantabria, Universidad de Cantabria. Santander, 2002.
- Aguilera Arilla, M.J. et al. Geografía General I (Geografía Física). UNED. Madrid, 2000.
- Burton T., Sharpe, D., Jenkins, et al. Wind Energy Handbook. 1ª edición. John Wiley & Sons. Chippingham-Witshire, 2001. 512 pág.
- Hansen, M.O.L. Aerodynamics of Wind Turbines, Rotors, Loads and Structure. James & James. London, 2000.
- Lecuona Neumann, A. La energía eólica: principios básicos y tecnología. Universidad Carlos III. Leganés, 2002.
- Sanchís Gurpide, P., Arocena de la Rúa, I. Estado actual y perspectivas de las energías renovables: sistemas fotovoltaicos y eólicos. Pamplona: Sanchís Gurpide, P., Arocena de la Rúa, I. Pamplona, 2005.
- Lucena Bonny, A. Energías Alternativas. Acento. Barcelona, 2000.
- Jarabe Friedrich, F. et al. Energías Renovables. SAPT Publicaciones Técnicas. Madrid, 2000.
- CENER (Centro Nacional de Energías Renovables). Situación actual de la energía eólica: recursos, tecnología, aspectos medioambientales, normativa. Sarriguren, (Navarra). CENER, 2005.
- CENER (Centro Nacional de Energías Renovables). Proyecto Renovalia. Situación de las energías renovables en España. Informe Final. Sarriguren, (Navarra). CENER, Mayo 2005.
- CENER (Centro Nacional de Energías Renovables). Las energías renovables en España. Diagnóstico y perspectivas. Fundación Gas Natural. Pamplona, Enero 2007.
- Navarra consultores de Comunicación. Horizonte 2010: Navarra y las energías renovables. Gobierno de Navarra, Departamento de Industria, Tecnología y Trabajo, 2007.
- Ibarra Echenique, P. (recopilado por). Energía eólica. Gobierno de Navarra: Departamento de educación y Cultura, 2002.
- Colmenar A., Castro M. Biblioteca Multimedia de las energías Renovables. Sevilla. Promotora general de Estudios, 1998.
- Castro Gil, M., Cruz Cruz I. Energía eólica. Sevilla. Progenia, 1997.
- Coz F., Sánchez T. Vocabulario técnico de energías renovables: solar, eólica e hidráulica. ITDG. Programa de Energía, Infraestructura y Servicios Básicos. Lima, 2004.
- García Ortega, J. L., Cantero, A. "Renovables 2050, un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular". Greenpeace. Noviembre 2005.
- Jacobson M.Z., Delucchi M.A. "Energía sostenible: objetivo 2030". Investigación y Ciencia. Nº 400. Enero 2010. Página 20.
- Rudberga M, Olhagerb J. "Manufacturing networks and supply chains: an operations strategy perspective". Omega. 2003, Vol.31, p. 29 – 39.
- Voeth M, Herbst U. "Supply-chain pricing. A new perspective on pricing in industrial markets". Industrial Marketing Management. 2006. Vol. 35, p. 83 – 90.
- Qiu Y, Laura D. Anadon LD. "The price of wind power in China during its expansion: Technology adoption, learning-by-doing, economies of scale, and manufacturing localization". Energy Economics. 2012. Vol.34, p. 772–785.
- Handfield R, Nichols E. "Introduction to supply chain management". 1ª Edición. Prentice Hall, 1999. 192 p.
- Ketchen DJ, Rebarick W, Hult GT et al. "Best value supply chains: A key competitive weapon for the 21st century". Business Horizons. 2008, Vol.51. p. 235–243.
- Bhatnagara R, Sohalb A. "Supply chain competitiveness: measuring the impact of location factors, uncertainty and manufacturing practices". Technovation. 2005. Vol. 25, nº 5, p. 443–456.
- Caniato F, Golini R, Kalchschmidt M. "The effect of global supply chain configuration on the relationship between supply chain improvement programs and performance". International Journal of Production Economics. 2012, In press.
- Druggan K, Arlinghaus B, Biebler K et al. "Inside Out & Outside In: Assessing, Adopting & Adapting Supply Chain. Best Practices from Other Industries". Wind Energy Update. 2011. [ref. marzo de 2013]. Disponible en Internet: <http://www.windenergyupdate.com/supply-chain/content5.php>
- Ding L, Mahbubani J. "The two-stage decision model of vertical integration". Management Decision. 2013, Vol.5, p.306 – 320.

- Christopher M. “*The Agile Supply Chain Competing in Volatile Markets*”. Industrial Marketing Management. 2000, Vol.29, p.37–44.
- Proyecto Renovalia. “Situación de las energías renovables en España. Informe final”. SOCINTEC, CENER, Ministerio de Industria y Energía, Fundación F212. Mayo 2005.
- CNE (Comisión Nacional de la Energía). “Información básica de los sectores de la energía 2007”. CNE. Madrid, Octubre 2007.
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). “Perspectivas sobre tecnología energética 2006: escenarios y estrategias hasta el año 2050”. IEA. Septiembre 2006.
- Agencia Internacional de la Energía (IEA). “*International Energy Outlook 2007*”. IEA. Mayo 2007.
www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html. DOE/EIA-0484(2007).
- Gagliardi F. “*Wind Energy Technology Roadmap Implementation plan 2010- 2012*”. European Wind Energy Technology Platform, TPWind Secretariat. Mayo, 2010.
- International Energy Agency (IEA). “*Report: Technology Roadmap Wind Energy*”. IEA. Noviembre 2009.
- Álvarez C. “Energía eólica: manuales de energías renovables”. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Madrid, noviembre 2006.
- Comisión Europea. “Manual Didáctico de la Energía Eólica. Proyecto Aeolus”. Programa Leonardo da Vinci de la Comisión Europea. Bruselas, 2002.
- IDAE. “Impactos ambientales de la producción eléctrica. Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica”. IDAE. Madrid, 2000.
- Thresher R., Robinson M., Veers P. “*Wind Energy Technology: Current Status and R&D Future. Conference Paper NREL/CP-500-43374*”. NREL (National Renewable Energy Laboratory). Golden Colorado (USA). Agosto 2008.
- Engels W., Obdam T., Savenije F. “*Current developments in Wind-2009. Going to great lengths to improve wind energy: ECN-E-09-96*”. Energy Research Center of the Neederlands (ECN). Ámsterdam, 2009.
- AEE (Asociación Empresarial Eólica). “Anuario 2012. Eólica ‘12”. AEE. Madrid, Diciembre 2012.
- AEE (Asociación Empresarial Eólica). “Informe: Eólica 2010. Asociación Empresarial Eólica la referencia del sector”. AEE. Madrid, Junio 2010.
- Deloitte. “Impacto Macroeconómico del Sector Eólico en España”. AEE (Asociación Empresarial Eólica). Diciembre 2012, p.21-22. [ref. enero de 2013]. Disponible en Internet:
http://www.aeelica.org/uploads/documents/Estudio_macro_AEE_2012.pdf
- Deloitte. “Estudio del Impacto macroeconómico del sector eólico en España”. AEE (Asociación Empresarial Eólica). Madrid, noviembre 2010.
- AEE (Asociación Empresarial Eólica). “Informe: Observatorio eólico 2009”. AEE. Madrid, Febrero 2010.
- APPA (Asociación de Productores de energías Renovables). “Estudio del impacto macroeconómico en España de las energías renovables”. APPA. Madrid, noviembre 2009.
- AWEA. “*Wind Energy Siting Handbook*” for large turbines. American Wind Energy Association, 2008.
www.awea.org/sitinghandbook/
- AWEA. “*AWEA U.S. Wind Industry Fourth Quarter 2012 Market Report*”. AWEA (American Wind Energy Association) Marzo 2013 [ref. enero de 2013]. Disponible en Internet:
http://www.awea.org/learnabout/publications/reports/upload/AWEA-Fourth-Quarter-Wind-Energy-Industry-Market-Report_Executive-Summary-4.pdf
- AWEA (American Wind Energy Association). “*AWEA Wind Industry Annual Market Report year ending 2009*”. AWEA. Abril 2010.
- AWEA (American Wind Energy Association). “*American Wind Energy Association Annual Wind Industry Report year ending 2008*”. AWEA. Abril 2009.
- Wilkes J, Moccia J. “*Wind in power. 2012 european statistics*”. EWEA (European Wind Energy Association). February 2013, p. 3-4.
- Azau S. “*EWEA Annual Report 2011*”. EWEA (European Wind Energy Association) [en línea]. June 2012 [ref. septiembre de 2012]. Disponible en Internet:
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA_Annual_Report_2011.pdf. ISSN: 2032-9024
- WWEA (World Wind Energy Association). “*World Wind Energy Report 2001*”.
http://www.wwindea.org/home/images/stories/worldwindenergyreport2009_s.pdf. Marzo 2010.
- European Wind Energy Technology Platform. “*Report: Strategic Research Agenda Market Deployment Strategy from 2008 to 2030*”. Julio 2008.
- BTM Consult. “*World Market Update 2012 International Wind Energy Development Forecast 2013-2017*”. BTM Consult. March, 2013. 17 p.
- Feng, BTM Consult. “*International Wind Energy Development Supply Chain Assessment 2010-2013*”. BTM Consult. Enero 2010. 100 p.
- BTM Consult. “*World Market Update 2007 Forecast 2008-2012*”. BTM Consult. Marzo 2008.
- BTM. “*World Market Update 2010 Forecast 2011-2015*”. BTM Consult. Marzo 2011.

- BTM Consult. “*International Wind Energy Development Supply Chain Assessment 2006-2010*”. BTM Consult. Diciembre 2006.
- Pullen A., Sawyer S., Teske S. et al. GWEC (Global Wind Energy Council). “*Global Wind Energy Outlook 2008 Report*”. GWEC. Marzo 2009.
- Pullen A., Qiao L., Sawyer S. “*Global Wind 2009 report*”. GWEC (Global Wind Energy Council). Marzo 2010.
- GWEC. “*Global wind report . Annual market update 2010*”. GWEC (Global Wind Energy Council). April 2011, p 10-12.
- GWEC. “*Global wind statistics 2012*”. GWEC (Global Wind Energy Council). February 2013, p 2-4.
- Fried L, Shukla S, Sawyer S. “*Global wind report . Annual market update 2011*”. GWEC (Global Wind Energy Council). March 2012, p 10-12.
- MAKE Consulting. “*Market Report may 2010. Supply side*”. MAKE Consulting. Mayo 2010.
- MAKE Consulting. “*Wind turbine development trends in 2010 and beyond: Conference Presentation 2nd Global Wind Turbine Supply Chain Conference, 5-6 October 2010.*”. MAKE Consulting. Octubre 2010.
- MAKE Consulting. “*The Wind Forecast: Supply Side*”. MAKE Consulting. Marzo 2008.
- MAKE Consulting. “*Supply Side Market Report*”. MAKE Consulting, June 2011.
- Bordas S. “*Supply Side 2011: Global market prediction and Supply Chain Analysis*”. MAKE Consulting. June, 2011. 114 p.
- Shreve D, Manda M. “*Wind Turbine Trends. Balancing Technology & Cost to Secure Profitable Growth*”. MAKE Consulting. December 2011, p.14-15.
- IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). “*Escenarios de Energías Renovables 2005-2010*”. IDAE. Madrid, 2005.

Referencias bibliográficas específicas sobre la energía eólica Offshore referenciadas en la tesis:

- European Commission. “*Concerted Action for Offshore Wind Energy Deployment (COD): principal findings 2003-2005*”. Octubre 2005.
- TU Delft (Delft University of Technology). “*Offshore Wind Farm Design Course / Marine Technology*”. TU Delft. Amsterdam, 2011. <http://www.edforall.net/index.php/engineering-a-technology/marine-technology/2781-offshore-wind-farm-design>
- Ricci, P; Villate, J.L.; Scuotto, M. et al. “*Equitable Testing and Evaluation of Marine Energy Extraction Devices in terms of Performance, Cost and Environmental Impact: Grant agreement number: 213380. Deliverable D1.2 Recommendations from other sectors*”. Equimar, 7 Cooperation. Commission of the European Communities. Bruselas, 2009.
- European Environmental Agency (EEA). “*EEA Technical report No 6/2009 Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints*”. EEA. Junio 2009.
- Commission of the European Communities. “*Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond*”. Commission of the European Communities. Noviembre 2008.
- Commission of the European Communities. “*Roadmap for Maritime Spatial Planning: Achieving Common Principles in the EU*”. Commission of the European Communities. Noviembre 2008.
- Van der Tempel, J. “*Design of support structure for Offshore Wind Turbines*”. TU Delft University. Amsterdam, 2006.
- Peter Schaumann P., Bechtel A., Lochte-Holtgreven S. “*Paper: Fatigue Design for Prevailing Axially Loaded Grouted Connections of Offshore Wind Turbine Support Structures in Deeper Waters*”. ForWind, Center for Wind Energy Research- Institute for Steel Construction. Leibniz University Hannover, Germany. Enero 2010.
- Faulstich S., Lyding P., Hahn B. “*Paper: Electrical subassemblies of wind turbines – a substantial risk for the availability*”. Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology-IWES. Kassel, Germany. Enero 2010.
- U.S. Department of Energy (DOE). “*A National Offshore Wind Strategy: Creating an Offshore Wind Energy Industry in the United States*”. DOE. February 2011.
- Offshore Standard DNV-OS-C502 “*Offshore concrete structures: the structural design of solid structures*”. DNV.
- Carnell, J. “*Standing firm BWEA Jack-up Vessel Best Practice Guidance*”. BWEA (British Wind energy Association). Londres, 2008. 17 p.
- Arapogianni A., Moccia J., Wilkes J. et al. “*The European Offshore Wind Industry - key trends and statistics 2012*”. EWEA. January, 2013.
- Moccia J. “*Offshore Development in Europe and Prospects*”. European Wind Energy Association (EWEA). 20 de abril 2010.
- Azhau S., Casey Z. (coord.). “*Wind in our Sails. The coming of Europe's offshore wind energy industry*”. EWEA (European Wind Energy Association). Noviembre 2011.
- Wilkes J., Moccia J., Fichaux N. et al. “*The European Offshore Wind Industry - Key Trends and Statistics 2009*”. EWEA. Enero 2010.

- Sterndorf H. “RS 1a: Life cycle approaches to assess emerging energy technologies. Final report on offshore wind technology. Project no: 502687”. NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability). Marzo 2008.
- Nedergaard L. “Loading, Transport and Installation of Offshore Wind Turbines”. A2SEA, September 2008.
- MPI Offshore. “Fluid solutions in Marine operations management”. BWEA (British Wind energy Association). Londres, 2008. 12 p.
- Saigal, R., Dolan D., Der Kiureghian A. et al. “Comparison of Design Guidelines for Offshore Wind energy systems”. Offshore Technology Conference. Houston, Texas (USA), 2007. 7 pp.
- WWINDEA. “World Wind Energy Report 2009”. World Wind Energy Association (WWINDEA). 10 of March 2010. <http://www.wwindea.org/home>
- Clark S., Courtney F., Dykes C. et al. “U.S. Offshore Wind Energy: a path forward”. US Offshore Wind Collaborative. Octubre 2009.
- Neumann T., Emeis S., Gigutsch K. et al. “Offshore Wind Design Parameter (OWID)”. Dewi Magazin. N° 35. Agosto 2009. Página 35.
- Edge G., Blanchard L. “Report: Delivering Offshore Wind Power in Europe policy recommendations for large-scale deployment of offshore wind power in Europe by 2020”. European Wind Energy Association (EWEA). Noviembre 2007.
- Fichaux N., Wilkes J. “EWEA Offshore Report 2009: Oceans of opportunity. Harnessing Europe’s largest domestic energy resource”. EWEA (European Wind Energy Association). Septiembre de 2009.
- Chandler H. “Prioritising the Wind Energy research. Strategic research agenda of the Wind Energy sector”. EWEA. Julio 2005.
- GL-Garrad Hassan. “Report: Understanding the Future Challenges and Requirements for Installation Vessels to Install Larger Offshore Turbines and Foundations in Deeper Water”. GL-Garrad Hassan. Abril 2010.
- Sharma R. “Report: HVDC Solution for Offshore Wind Park Comprising Turbines Equipped with Full-Range Converters”. Siemens. Febrero 2010.
- De Decker J., Tambke J. “Scenario Definitions and First Iteration Results”. IEE OffshoreGrid. Abril 2010.
- Sharma R., Rasmussen T.W., Jensen K.H. et al. “HVDC Solution for Offshore Wind Park Comprising Turbines Equipped with Full-Range Converters”. Siemens Wind Power A/S and Department of Electrical Engineering, Technical University of Denmark. Enero 2010.
- Hendriks H.B., Bulder B.H., Heijdra J.J. et al. “Paper: Dowec concept study; evaluation of wind turbine concepts for large scale offshore application”. Offshore Windenergy in Mediterranean and Other European Seas (OWEMES conference). Abril 2000.
- DOWEC. “Offshore wind energy: ‘The road to maturity’. Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) project 1997-2003”. DOWEC. Amsterdam, enero 2004.
- BSH. “Design of Offshore Wind Turbines”. Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH). December 2007.
- Beurkens, J. “Paper: Offshore Wind Energy: international developments. Summary and look in the future”. We At Sea. Diciembre 2009.

Referencias bibliográficas específicas sobre legislación de la energía eólica referenciadas en la tesis:

- Becker, F.; Cazorla, L. M.; Martínez-Simancas, J. et al. Tratado de regulación del sector eléctrico Tomo I parte jurídica. Editorial Thomson-Aranzadi. Cizur Menor (Navarra). 2009.
- Pérez Arriaga, J.I. Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio del mercado de la generación de la energía eléctrica en España. Ministerio de industria, comercio y Turismo. 2005.
- López, M.J., Regulación y autorización de parques eólicos. Madrid, 2008.
- Mojarro Guil M. Curso de energía eólica para no expertos: normativa aplicable. Endesa Cogeneración y renovables. Madrid, septiembre 2007.
- Ceña A., Iuga D., Simonot E. et al. “Wind Barriers. Administrative and grid access barrier to wind power”. EWEA, July 2010.
- Plan de Fomento de las Energías Renovables PFER 1999-2010. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), 1999.
- PER Plan de Energías Renovables en España 2005-2010. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), 2005.
- PER Plan de Energías Renovables en España 2011-2020. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), 2011.
- http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2010-2020. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Borrador, 11 de junio de 2010.
- Estrategia y Ahorro y Eficiencia energética en España (E4). IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), 2005.

- ONU. “Convención Marco de las Naciones Unidas contra el cambio climático”. ONU. Nueva York, 1992.
- ONU. “Protocolo de Kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático”. ONU. Nueva York, 1998.
- United Nations. “*Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009: FCCC/CP/2009/11/Add.1*”. UN, 2009.
- Comisión Europea. Comunicación COM (97) 599, noviembre de 1997 sobre “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios”. CE. Bruselas, 1997.
- Comisión Europea. “Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético” CE. Bruselas, 2000.
- Comisión Europea. “Libro Verde: Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura” (Comisión de las comunidades europeas (Bruselas, 8.3.2006 COM (2006) 105 final SEC (2006) 317). CE. Bruselas, 2006.
- Directiva 2001/77/CE, de 27 septiembre de 2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- Decisión del Consejo de 25 de abril de 2002 relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo (2002/358/CE).
- Directiva Europea 2003/54/CE, del parlamento europeo y del consejo, del 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo.
- Directiva 2004/101 ICE del Parlamento Europeo y el Consejo de 27 de octubre de 2004, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad europea con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kyoto.
- Comunicación de la Comisión sobre el apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (COM (2005) 627 final), de diciembre de 2005.
- Directiva comunitaria de la Comisión Europea (2009/28/CE) para el fomento y uso de energía procedente de fuentes de origen renovable.
- Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero.
- Directiva 2009/72/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y otras disposiciones vinculantes de la Unión Europea y por la que se modifica la Directiva 2003/54/CE.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. B.O.E. N° 285 del 28-11-1997.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto Ley 6/2000, de 23 junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR) y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE N° 126, 26-05-2007).
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. B.O.E. N° 75 del 27-03-2004.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007 (BOE N° 156, 30-06-2007).
- Corrección de errores del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE N° 178, 26-6-2007).
- Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético (BOE N° 150 del 24-06-2006).

- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. B.O.E. Nº 111 del 07-05-2009.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. B.O.E. Nº 283 del 23-11-2010.
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. B.O.E. Nº 298 del 08-12-2010.
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007 (BOE Nº 156, 30-06-2007).
- Real decreto Nº 1028/2007: de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. B.O.E. Nº 183 del 01-08-2007.
- Informe 5/2006 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regula el procedimiento administrativo de las solicitudes de autorización de las instalaciones de generación eólicas marinas.
- Informe 4/2006 al Proyecto de Real Decreto de regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de las instalaciones de generación eólicas marinas de la Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. (B.O.E. Nº 316 del 26-12-2010)
- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia (BOE Nº 170 del 17-7-2007).
- Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario de producción por sujeto eléctrico perteneciente al mismo grupo empresarial (BOE Nº 53 del 3-3-2006).
- Orden MAM/1445/2006, de 9 de mayo, sobre tarifas del Registro Nacional de Derechos de Emisión (BOE Nº 115 del 15-5-2006).
- Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.
- Resolución 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.
- Resolución 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.7 Programación de la generación renovable no gestionable.
- Real Decreto Legislativo 1/ 2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos (EIA). B.O.E. Nº 23 del 26-01-2008.
- Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas sobre el medio ambiente. Artículos 18 a 25.
- La Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- La Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.
- La Orden ITC/1673/2007, de 6 de junio, por la que se aprueba el programa sobre condiciones de aplicación de aportación de potencia al sistema eléctrico de determinados productores y consumidores asociados que contribuyan a garantizar la seguridad de suministro eléctrico.
- MITYC. Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos, 2009.
- Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica
- Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007 (BOE Nº 156, 30-06-2007).
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

Referencias bibliográficas específicas sobre aspectos económicos y financieros de la energía eólica referenciadas en la tesis:

- Becker, F., Cazorla, L., M., Martínez-Simancas, J., Sala, J. M. et al. Tratado de regulación del sector eléctrico Tomo II parte económica. Editorial Thomson-Aranzadi. Cizur Menor (Navarra), 2009.
- Mochón, F. Economía básica. Editorial McGraw Hill. Madrid, 1991.
- Hall R.E., Leiberman M. Economía: principios y aplicaciones. Thomson. Madrid, 2003.
- Krugman, Wells, Olney. Fundamentos de economía. Editorial Reverté. Barcelona, 2008.
- Gimeno J., Guirola J.M., González M. et al. Principios de economía. McGraw-Hill, UNED. Madrid, 2008.
- Schiller, B. R. Principios esenciales de economía. McGraw-Hill. Madrid, 1994.
- Vara Miguel, A. Economía básica para comunicadores. EUNSA. Pamplona, 2007.
- Cabañes M.L. Microeconomía esencial. Ariel. Madrid, 2002.
- Sher W., Pinola R. Teoría micro-económica. Alianza Editorial. Madrid, 1981.
- Tugores Ques, J. Economía internacional: globalización e integración regional. McGraw-Hill. Madrid, 2006.
- Samuelson P., Nordhaus W.D. Economía. McGraw-Hill. Madrid, 1999.
- Berman K., Knight K., Case J. Finanzas para managers. Harvard Business Scholl Press y Deusto. Barcelona, 2007.
- Gava L., Ropero E., Serna G. et al. Dirección Financiera: Decisiones de Inversión. Editorial Delta. Madrid, 2008.
- Brealey, Myers, Allen. Principios de Finanzas Corporativas. Editorial McGraw Hill, 2006.
- Krohn S., Morthorst P., Awerbuch S. The Economics of Wind Energy. EWEA, 2009.
- Blanco M. "The economics of wind energy". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2009. Vol. 13, p.1372–1382. (doi:10.1016/j.rser.2008.09.0049).
- Mitchell C., Sawin J., Pokharel G. R. et al. "Policy, Financing and Implementation. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation". Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, 2011.
- Lensink S. "How to compare Cost of Wind Energy". Energy Research Centre of Netherlands (ECN). Amsterdam, 2012.
- EIA. "The Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011". EIA, 2011. http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/electricity_generation.html
- Willow C., Valpy B. "Offshore Wind Forecasts of future costs and benefits". GWEC. June 2011.
- EEA. "Technical report: Europe's onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints". European Environment Agency (EEA), 2009.
- Poncin A., Noëlck L., Spinnewyn R. et al. "SCOR Supply chain benchmark: European Wind Turbine Manufacturers". Management Supply Chain, 2011. http://www.management-supplychain.fr/wp-content/uploads/2012/02/BENCHMARK-SUPPLY-CHAIN-SCOR-Wind_Turbines-Industry.pdf-Adobe-Acrobat-Professional.pdf .
- Sala de Vedruna E. "Supply Chain Restructures to Capture New Opportunities Outside Europe". EWEC. Volumen 1 de 6. Curran Associates, Inc. April 2010 <http://toc.proceedings.com/10744webtoc.pdf> .
- REN21. "Renewables 2012 Global Status Report". REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century). Paris, 2012. www.ren21.net
- McCluer M. "DOE Perspective on Wind Deployment and the Cost of Energy". U.S. Department of Energy DOE, USA. Washington, 2010.
- Bolinger M., Wiser R. "Understanding Trends in Wind Turbine Prices Over the Past Decade". Lawrence Berkeley National Laboratory, October 2011.
- Fingersh L., Hand M., Laxson A. "Wind Turbine Design Cost and Scaling Model. Technical Report NREL/TP-500-40566". NREL (National Renewable Energy Laboratory), December 2006. <http://www.nrel.gov/wind/pdfs/40566.pdf>
- Morthost, Poul E., Sudeshna R. et al. "Wind Energy Prices: Exploring the merit order effect". EWEA, 2010.
- AEE y Deloitte. "Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España. Informe de Septiembre de 2011, datos de 2010". AEE. Madrid, 2011.
- BTM Consult. "World Market Update 2010 Forecast 2011-2015". BTM Consult. March 2011.
- Mühlenbach M. "Offshore Market Overview". Emerging-Energy. Copenhagen, April 7 2010.
- Douglas-Westwood. "Offshore Wind Assessment for Norway". The Research Council of Norway (RCN), 2010.
- Bussièrès F., Craik D., Macdonald S. "Wind Energy Update Offshore Wind Turbine Supply Report 2011-2012". FC Business Intelligence, 2011.
- Endesa. "Curso de energía eólica para no expertos I edición". Endesa Cogeneración y Renovables, 2007. http://www.escuelaendesa.com/pdf/9_estudio_viabilidad_tecnico_economico.pdf
- Bakewell S. "Wind Turbine Prices Fell 4% in Second Half of '11". Bloomberg New Energy Finance. March 6, 2012. <http://mobile.bloomberg.com/news/2012-03-06/wind-turbine-prices-dropped-4-in-second-half-of-2011-bnef-says> y <http://www.newenergyfinance.com/>

- Tom Obdam, T., Rademakers L., Braam et al. “*Estimating Costs of Operation & Maintenance for Offshore Wind Farms*”. Energy Research Center of the Netherlands (ECN). Amsterdam, December 2007.
- Efiog A., Crispin A. “*Wind turbine Manufacturers. Here comes pricing power*”. Merryl Lynch, Agosto 2007.
- Vestas. “*Cost of Energy*”. Vestas. Group Government Relations, 2011.
- CNE. “Informe sobre las ventas de energía del Régimen Especial en España 2004”. Comisión Nacional de la Energía, 2005.
- Zindler E. “*Clean Energy Investment update*”. Bloomberg New Finance Energy. Washington, October 2012.
- IHS Emerging Energy Research. “*Wind Turbine Component Supply Chain Strategies: 2010–2025*”. IHS Emerging Energy Research. June 2010.
<http://www.emerging-energy.com/uploadDocs/WindTurbineComponentSupplyChainStrategies.pdf>
- Druggan K., Arlinghaus B., Biebler K. et al. “*Inside Out & Outside In: Assessing, Adopting & Adapting Supply Chain. Best Practices from Other Industries*”. Wind Energy Update. 2011. [ref. marzo de 2013].
<http://www.windenergyupdate.com/supply-chain/content5.php>
- Vestas Wind Systems A/S. “*Demand & Supply; How to balance fluctuations*”. Hamburg Global Wind Turbine SCM Conference, October 5 2010.
- Keller M. “*The future of the North European Supply Chain: Wind Energy sector. 2nd Global Wind Turbine Supply Chain Conference*”. MAKE Consulting. April 2010.
- Milborrow D. “*Breaking down the cost of wind turbine maintenance*”. Windpower Monthly. June 2010.
- Broehl J. “*Servicing Wind Turbines*”. Windpower Monthly, 2010.
- Gamesa. “Plan de negocio 2011-2013”. Gamesa. Madrid, 2011. www.gamesacorp.com
- Gamesa. “Plan de negocio 2013-2015”. Gamesa. Madrid, 2012.
<http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/accionistas-inversores/presentaciones/2010/plan-negocio-2011-2013.pdf>

ANEXO DE BIBLIOGRAFÍA.

Se relacionan a continuación una selección de referencias bibliográficas para consulta, como fuentes de información adicionales y como complemento de las fuentes bibliográficas utilizadas en la tesis.

Organismos oficiales nacionales e internacionales, centros de investigación, consultoras y otras entidades del sector eólico: Páginas web de los organismos.

- World Wind Energy Association: <http://www.wwindea.org>
- GWEC (Global Wind Energy Council): <http://www.gwec.net>
- EWEA (European Wind Energy Association): www.ewea.com
- AWEA (American Wind Energy Association): www.awea.com
- EWEC (European Wind Energy Conference): <http://www.ewec2010.info/>
- BWE (German Wind energy Association): <http://www.wind-energie.de>
- BWEA (British Wind energy Association): <http://www.bwea.com/>
- Carbon Trust (Reino Unido): <http://www.carbontrust.co.uk>
- Danish Wind Industry Association: www.windpower.org
- International Electrotechnical Commission (IEC): www.iec.ch
- REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century): <http://www.ren21.net>
- MAKE Consulting (Consultora): www.make-consulting.com
- National Renewable energy Laboratory (NREL): www.nrel.gov
- GL-GERMANISCHER LLOYD (Entidad certificadora): <http://www.gl-group.com>
- GL-GARRAD HASSAN (Consultora): <http://www.gl-garradhassan.com>
- Det Norske Veritas-DNV (Entidad certificadora): <http://www.dnv.com/>
- Underwriters Laboratories-UL (USA) (Entidad certificadora): <http://www.ul.com>
- DEWI (Deutsches Windenergie-Institut): <http://www.dewi.de>
- US Department of Energy (DOE): <http://www.energy.gov/>
- Swiss Federal Institute of Technology (Suiza): www.ethz.ch
- MIT (Massachusetts Institute of Technology): <http://web.mit.edu/>
- WE AT SEA (Fundación holandesa para el desarrollo de energía eólica Offshore): <http://www.we-at-sea.org/>
- WIND FORCE (Consultora del sector eólico Offshore): <http://www.wind-force.com/home/contact.htm>
- RISØE DTU (National Laboratory for Sustainable Energy): <http://www.risoe.dk>
- VTT (Technical Research Center Finland): <http://www.vtt.fi>
- AGENCIA EUROPEA DE MEDIOAMBIENTE (EEA: European Environment Agency):
<http://www.eea.europa.eu/es>
- Agencia Europea de la Energía (EEA): <http://www.eea.europa.eu>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA): www.iea.org
- Consejo Mundial de la Energía: www.worldenergy.org
- NATIONAL GRID Plc. (British network operator): <http://www.nationalgrid.com/>
- TRANSPower (German network operator): www.transpower.de
- VDN -Verband der Netzbetreiber- (German network operator): www.dnv.dk/windturbines
- EON (España): www.eon-espana.es
- EON (Alemania): www.eon.de
- EON (Reino Unido): www.eon-uk.com
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission USA): <http://www.ferc.gov>
- ECN Energy Research Center of Neederlands <http://www.ecn.nl/en/>
- OFFSHORE CENTER DENMARK: <http://www.offshorecenter.dk>
- Comité Electrotécnico Internacional (IEC): www.iec.ch
- Institute of Electrical and Electronics Engineers: www.ieee.org
- Measuring Network of Wind Energy Institutes: www.measnet.com
- Offshore Windenergy Europe: www.offshorewindenergy.org
- Oficina Española del Cambio Climático: www.mma.es/oecce
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático: <http://unfccc.int>
- Renewable Energy Certification System: www.recs.org
- Greenpeace: www.greenpeace.org
- Environmental and Energy Study Institute: www.eesi.org
- Emerging Energy Research (Consultora): <http://www.emerging-energy.com/>
- Dirección General de Energía y Transportes (DG XVII) de la Unión Europea:
www.europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_es.html
- IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía): <http://www.idae.es>
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT): www.ciemat.es

- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: <http://www.mityc.es> y <http://www.mityc.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/Paginas/Mapaeolicomarino200409.aspx>
- Programa de Fomento de la Investigación Técnica. Programa Nacional de Energía: www.mityc.es/profit
- Ministerio de Medioambiente y Medio rural y marino: <http://www.marm.es/>
- Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA): www.appa.es
- Asociación Empresarial Eólica (AEE): <http://www.aeeolica.es/>
- Instituto Nacional de Meteorología (INM) y agencia estatal de meteorología: <http://www.aemet.es/es/portada>
- CENER (Centro Nacional de Energías Renovables): www.cener.com
- Red Eléctrica de España (REE): www.ree.es
- Comisión Nacional de la Energía (CNE): www.cne.es
- Asociación Española de la Industria Eléctrica: www.unesa.es
- Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.: www.omel.es
- Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI): www.cdti.es
- Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR): www.aenor.es
- Asociación Española para la Calidad (AEC): www.aec.es
- Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER): www.iter.es
- Club Español de la Energía: www.enerclub.es
- Agencia Andaluza de la Energía: www.agenciaandaluzadelaenergia.es
- Agencia de Gestión de la Energía de Castilla-La Mancha: www.agecam.es
- Ente Regional de la Energía de Castilla y León: www.eren@jcyl.es
- Instituto Tecnológico de Canarias: www.itccanarias.org
- Instituto Catalán de la Energía: www.icaen.net
- Centro de Ahorro y Eficiencia Energética de la Comunidad de Madrid: www.madrid.org
- Agencia Energética Municipal de Pamplona: www.aempa.com
- Agencia Valenciana de la Energía: www.aven.es
- Agencia Extremeña de la Energía: www.dipbadajoz.es
- Instituto Energético de Galicia: www.inega.es
- Ente Vasco de la Energía: www.eve.es
- Fundación Asturiana de la Energía: www.faen.info
- Fundación Agencia Regional de Gestión de la Energía de Murcia: www.argem.regionmurcia.net

Fabricantes de aerogeneradores Onshore: Páginas web de los fabricantes.

- SIEMENS: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power/>
- NORDEX: <http://www.nordex-online.com/en>
- GAMESA: <http://www.gamesacorp.com/es>
- ENERCON: www.enercon.com
- ALSTOM-ECOTECNIA: <http://www.power.alstom.com>
- ACCIONA: <http://www.accion-energy.com/>
- VESTAS: <http://www.vestas.com/es>
- GENERAL ELECTRIC: http://www.gepower.com/businesses/ge_wind_energy/en/index.htm
- FUHLAENDER: http://www.fuhlaender.de/index_de.php
- GOLDWIND: <http://www.goldwind.cn/en/index.asp>
- SINOVEL: <http://www.sinovel.com/index.html>
- MTORRES: <http://www.mtorres.es/>
- MITSUBISHI: http://www.mpsHQ.com/products_wind.htm
- SUZLON: <http://www.suzlon.com>
- CLIPPER: <http://www.clipperwind.com/>
- WINWIND: <http://www.winwind.fi/english>
- VENSYS: <http://www.vensys.de>
- DEWIND: <http://www.dewind.de/>
- DONGFANG AMS WINDTECH: <http://www.dongfang.com.cn/>

Fabricantes de aerogeneradores Offshore: Páginas web de los fabricantes.

- SIEMENS: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power/>
- VESTAS: www.vestas.com
- WINWIND: www.winwind.com y <http://www.winwind.fi/english>
- RE-POWER: www.repower.de

- GENERAL ELECTRIC: http://www.gepower.com/businesses/ge_wind_energy/en/index.htm
- MULTIBRID (AREVA): <http://www.aveva-wind.com/>
- BARD: <http://www.bard-offshore.de/home-en.php>
- GAMESA: <http://www.gamesacorp.com/es>
- NORDEX: <http://www.nordex-online.com/en>
- SINOVEL: <http://www.sinovel.com/index.html>
- GOLDWIND: <http://www.goldwind.cn/en/index.asp>
- SCANWIND: <http://www.ge-energy.com>
- XEMC-DARWIND: <http://xemc-darwind.com/>
- ALSTOM-ECOTECNIA: http://www.power.alstom.com/home/new_plants/wind
- AREVA: <http://www.aveva.com/>
- DOOSAN: www.doosan.com
- DONGFANG AMS WINDTECH: <http://www.dongfang.com.cn/>
- HYOSUNG: www.hyosung.com
- ARUP: <http://www.arup.com/>
- NOVA (Novel Offshore Vertical Axis): <http://www.nova-project.co.uk/>

Referencias bibliográficas generales del sector eólico para consulta:

- THE WIND POWER (base de datos de fabricantes de aerogeneradores y de parques eólicos): <http://www.thewindpower.net/209-wind-turbine-ranges.php>
- WINDFAIR NET: <http://www.windfair.net>
- Worldwide Wind Turbines. "Select Wind Turbines Capacities". <http://www.worldwidewindturbines.com/wind-turbines/select-wind-turbine-capacities/>.
- WINDPOWER. "Conceptos sobre la energía eólica". <http://www.windpower.org>
- GAMESA. "Como se genera la energía eólica". <http://www.gamesacorp.com/es/principios/conoce-las-energias-renovables/la-energia-eolica>
- Iberdrola. "Cuadernos de energías renovables: Eólica". Iberdrola, 2005. http://www.energiarenovables.com/Productos/pdf/cuaderno_EOLICA.pdf
- ERENOVABLE. "Cómo funciona un aerogenerador". <http://erenovable.com/2008/12/11/cmo-funciona-un-aerogenerador-o-turbina-eolica/>
- DOWNVIND PROJECT (*Distant Offshore Windfarms with No Visual Impact in Deepwater*): <http://www.downvind.com/home/index.shtml>
- Planificación especial marina (MSP: *Marine Spatial Planning*): http://www.unesco-ioc-marinesp.be/marine_spatial_planning_msp
- The wind power. "Offshore wind farms list". http://www.thewindpower.net/offshore_wind_farms_list.php
- The Wind Power. "Offshore wind farms maps". http://www.thewindpower.net/offshore_wind_farms_maps.php
- Sawyer S. (GWEC). "Presentation: Global wind Power". EWEC, Warsaw. Abril 2010.
- DAST publication 439 „CEB-FIP Model Code 1990“ (Berlin 1994): certifying the fatigue strength of reinforced concrete and reinforced concrete components.
- Standard. Design of Offshore Wind Turbines. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, December 2007.
- "Structural Design of Grouted Connection in Offshore Steel Monopile Foundations": the structural design of grouted joint connections.
- "Structural Design of Grouted Connection in Offshore Steel Monopile Foundations": GL Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines [6], chapter 5.4.4 „Grouted connections“.
- GL Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines [6], chapter 5.A „Strength Analysis with the Finite Element Method“. Certificates using the finite element method.
- The stability certificate for circular cylindrical shells is allowed to be obtained in accordance with section 10.1.3 of the „Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ (edition March 2004) [18] by the Deutsches Institut für Bautechnik.
- Certification of the fatigue limit status for driven piles (also for monopiles) shall take account of the damage proportion from the pile driving itself.
- Certification of grouted joint connections shall be obtained in accordance with the recommendations of GL or DNV using the finite element method (FEM) and, if necessary, confirmed by laboratory tests conducted in an accredited test institute.
- CIGRE, 1997: Recommendations for mechanical tests on submarine cables. Electra, Vol. 171, No. 3.
- CIGRE, 2000: Recommendations for testing of long submarine cables with extruded insulation for system voltage 30 (36) to 150 (170) kV. Electra, Vol. 189, No. 1.
- CIGRE, 2000: Recommendations for testing of long AC submarine cables with extruded insulation for system voltage 30 to 170 kV. Electra, Vol. 189, No. 2.

- CIGRE, 2003: Testing DC extruded cable Systems for power transmission up to 250 kV. Electra, Vol. 206, No. 4.
- CIGRE, 2005: Recommendations for tests of power transmission DC cables for a rated voltage up to 800 kV. Electra, Vol. 218, No. 3.
- Brakelmann, H. and J. Stammen, 2006: Heating Simulations for Submarine Cables: LSM, FEM or others? IEEE-conference PECon, 2006, pp. 560-565.
- Smolczyk, Ulrich(Hrsg.), 2001: Grundbau-Taschenbuch. Teil 2: Geotechnische Verfahren: Anhaltswerte zur Wärmeleitfähigkeit wassergesättigter Böden. Berlin: Ernst und Sohn, 6. Aufl., ISBN-10: 3-433-01446-9, ISBN-13: 978-3-433-01446-2.
- Bartnikas, R. and K.D. Srivastava, 2003: Power and Communication Cables. Theory and Applications. John Wiley & Sons, 1. Ed., ISBN-10: 0-7803-1196-5, ISBN 13: 978-0-7803-1196-1.
- Barnes, C.C., 1977: Submarine telecommunication and power cables. IEE Monograph. Series 20, P. Peregrinus Ltd., on behalf of the Institution of Electrical Engineers, p. 197, ISBN-10: 0901223875, ISBN-13: 978-0901223876.
- VDI-Wärmeatlas. Hrsg.: VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen. Berlin [usw.]: Springer, 10. bearb. u. erw. Aufl., 2006.
- BGV C23. Unfallverhütungsvorschrift Taucherarbeiten vom 1. Oktober 1979 in der Fassung vom 1. April 2001 mit Durchführungsanweisungen vom April 2001. Berufsgenossenschaft der Feinmechanik und Elektrotechnik (BGFE).
- http://www.bgfe.de/bilder/pdf/bgv_c23_a07-2002.pdf
- International Cable Protection Committee: ICPC Recommendations, u. a. Recommendation No. 9, Issue 2A: Minimum Technical Requirements for a Desktop Study.
- Biehl Florian, 2004: Rechnerische Bewertung von Fundamenten für Offshore Windenergieanlagen bei Kollisionen mit Schiffen. Abschlußbericht zum Forschungsvorhaben. Technische Universität Hamburg Arbeitsbereich Schiffbau, 2004.
- http://www.tu-hamburg.de/skf/forschung/owea/Kollision_OWEA.pdf
- Andersen, Morten S. and Peter M. Petersen, 2004: Structural Design of Grouted Connection in Offshore Steel Monopile Foundations. Global Windpower Conference 2004, Chicago, Illinois.
- Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkung und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Deutsches Institut für Bautechnik, Berlin (DIBT), März 2004.
- Deutsches Institut für Bautechnik, 2004: Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Schriftenreihe B des DIBT, Heft 8, März 2004.
- API RP 2A-WSD. Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design. American Petroleum Institute 21st Edition, December 2000.
- British Grid Code, Issue 3, Revision 16, 30th May 2006.
- Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW (German Electricity Association), REA generating plants connected to the HV and EHV networks, Berlin, Germany, August 2004.
- http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/englisch/service/RL_EEG_HH_EN_2004-08.pdf
- IEC 61000-2-12. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-12: Environment – Compatibility levels for lowfrequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems.
- Philippe Maibach, Alexander Faulstich, Markus Eichler, Stephen Dewar; Full-Scale Medium-Voltage Converters for Wind Power Generators up to 7 MVA. ABB Switzerland Ltd.
- H.B. Hendriks¹, C. Lindenburg¹, H.J.T. Kooijman¹, H.B. Bulder¹, J. Bozelie², J.B. Madsen², R. Halfschepel³, W. Molenaar⁴, R. van den Berg⁵, M. Zaaijer⁶. 1 ECN, Energy research Centre of the Netherlands, The Netherlands. NEG Micon Holland, J.Madsen. Van Oord ACZ, Ballast Nedam, W.Molenaar. LM Glasfiber Holland, V.Berg. Delft University of Technology, M.B.Zaaijer. Application of an Advanced Cost Model in the Different Design Phases of an Offshore Wind Turbine.
- Energía Eólica en España. Panorámica 2004. Asociación Empresarial Eólica, 2005.
- Energías alternativas y tradicionales. Sus problemas ambientales. Lucena, A. Talasa Ediciones, 1998.
- Energías renovables. Aproximación a su estudio. Piorno, A. y Ordaz, F. Amarú Ediciones, 1997.
- The energy balance of modern wind turbines. Danish Wind Turbine Manufacturers Association, 1997.
- Historia de los molinos de viento, ruedas hidráulicas y norias. Caro Baroja, J. IDAE, 1995.
- Historia de las Máquinas Eólicas. Deleito, J.C. ENDESA, 1992.
- Mapa Eólico Nacional. Análisis de viento para aprovechamiento energético. INM, 1988.
- Principios de Conversión de la Energía Eólica. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), 2004.
- Aerogeneradores. López-Ruiz, J.L. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Aeronáuticos (ETSIA). Universidad Politécnica de Madrid, 2002.
- Guidelines for design of wind turbines. Det Norske Veritas, 2002.
- Eurostat (European Commission). Energy yearly statistics 2006. Eurostat. Marzo 2008.
- COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS: An Integrated Maritime Policy for the European Union. Octubre 2007.

- World Wind Energy Association (WWEA). World Wind Energy Report. WWEA .Marzo 2009.
- REN21 (Renewable energy Policy Network for the 21st Century). Renewables 2010. Global Status Report. Julio 2010.
- Project Management Institute. Guía de los Fundamentos de la Dirección de Proyectos (Tercera Edición) (Guía del PMBOK®). Norma Nacional Americana ANSI/PMI 99-001-2004. Project Management Institute, Inc. Pennsylvania (EE.UU). Septiembre 2005.
- SGURRENERGY. Methodology and Implementation Plan for the Offshore Wind Power Resource Assessment Deliverable1: Comparison of Offshore Wind Farm Development Methodologies. Document No. 6509/001/O/R/07/001. Agosto 2008.
- Mapa eólico de España. Ministerio de industria, turismo y comercio (www.mityc.es). Julio 2009.
- Atlas eólico de España: <http://atlaseolico.idae.es> .IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía). Abril 2009.

Referencias bibliográficas de consulta específicas sobre la cadena de suministro de la energía eólica:

- Efiang A, Crispin A. “*Supply Chain: The race to meet demand*”. Wind Directions. Vol. January/February 2007, p. 27-34. [en línea] [ref. abril de 2013]. Disponible en Internet: <http://www.altenergystocks.com/assets/Wind%20Directions.pdf>
- Poncin A, Noëlck L, Spinnewyn R et al. “*SCOR Supply chain benchmark: European Wind Turbine Manufacturers*”. 2011. [ref. marzo de 2013]. Disponible en Internet: http://www.management-supplychain.fr/wp-content/uploads/2012/02/BENCHMARK-SUPPLY-CHAIN-SCOR-Wind_Turbines-Industry.pdf-Adobe-Acrobat-Professional.pdf .
- Sala de Vedruna E. “*Supply Chain Restructures to Capture New Opportunities Outside Europe*”. 2010 EWEC. Volumen 1 de 6. Curran Associates, Inc. [en línea]. April 2010 [ref. septiembre de 2012]. Disponible en Internet: < <http://toc.proceedings.com/10744webtoc.pdf> > ISBN: 978-1-61782-310-7
- IHS Emerging Energy Research. “*Wind Turbine Component Supply Chain Strategies: 2010–2025*”. IHS Emerging Energy Research. June 2010. [ref. marzo de 2013]. Disponible en Internet: <http://www.emerging-energy.com/uploadDocs/WindTurbineComponentSupplyChainStrategies.pdf>
- Keller M. “*The future of the North European Supply Chain: Wind Energy sector. 2nd Global Wind Turbine Supply Chain Conference*”. MAKE Consulting. April, 2010.
- Vestas Wind Systems A/S. “*Demand & Supply; How to balance fluctuations*”. Hamburg Global Wind Turbine SCM Conference. October 5, 2010.
- Shaw M, Petri Helo P. “*Model Factory concept. Enabler for quick manufacturing capacity ramp-up*”. University of Vaasa, Logistics Systems Research Group”. EWEC Supply Chain Conference. Warsaw, April 2010.

Referencias bibliográficas de consulta específicas sobre legislación en España:

- Ley 82/1980 de conservación de la energía.
- Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.
- Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario de producción por sujeto eléctrico perteneciente al mismo grupo empresarial (BOE N° 53,3-3-2006).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Orden MAM/1445/2006, de 9 de mayo, sobre tarifas del Registro Nacional de Derechos de Emisión (BOE N° 115, 15-5-2006).
- Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.
- Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso en materia de medio ambiente.
- Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006. (BOE N° 310, 28-12-2005).

- Real Decreto 1454 / 2005 por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico (BOE Nº 306, 23 -12 -2005).
- Real Decreto 1264 / 2005. Organización y funcionamiento del Registro Nacional de derechos de emisión (BOE Nº 253, 22-10 -2005).
- Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007 (BOE Nº 216, 07-09-2004).
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE Nº 75 ,27/03/04).
- Real Decreto 1747/2003 por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (BOE Nº 189, 29-12-2003).
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, par el que se establece la metodología para la aprobación y modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (BOE Nº 313, 31-12-2002).
- Real Decreto 1955 / 2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE Nº .260, 27-12-2000).
- Ley 5471997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico (BOE Nº 285, 28-11-97).
- Plan Andaluz de sostenibilidad energética 2007-2013 (PASENER).
- Orden de 29 de febrero de 2008 (500 MW) por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica, contempladas en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- BOE.Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y eficiencia energética de Andalucía.
- Orden de 27 de julio de 2005, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por el que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Gobierno de 26 de julio de 2005, por el que se aprueba el Plan Energético de Aragón 2005-2012
- Decreto 124/2010, por el que se regulan los procedimientos de priorización y autorización de instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Aragón.
- Decreto 348/2002, de 19 de noviembre, del Gobierno de Aragón, por el que se suspende la aprobación de nuevos Planes Eólicos Estratégicos.
- Decreto 47/2001, de 19 de abril, de moratoria para la tramitación de nuevas solicitudes de instalación de parques eólicos
- Decreto 13/1999, de 11 de marzo, por el que se regula el procedimiento para la instalación de Parques Eólicos en el Principado de Asturias
- Orden Foral 258/2006, de 10 de agosto, del Consejero de Industria y Tecnología, Comercio y Trabajo, por la que se dictan normas complementarias para la tramitación administrativa de puesta en servicio y conexión a la red de distribución eléctrica de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y sus agrupaciones.
- Decreto Foral 222/1998, de 29 de junio, sobre aplicación del régimen especial de deducción a las inversiones que se realicen en instalaciones destinadas al aprovechamiento de energías renovables, ahorro y diversificación energética.
- Decreto 19/2009, por el que se regula la instalación de parques eólicos en la CA de Cantabria.
- Decreto 142/2004, de 22 de diciembre, por el que se regula la formulación del Plan Energético de Cantabria para el período 2005-2011.
- Decreto 41/2000, de 14 de junio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de Parques Eólicos en Cantabria.
- Decreto 50/1999, de 11 de marzo, por el que se modifica el Decreto 107/1998, de 4 de junio, por el que se adoptan medidas temporales en los procedimientos para autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de energía eólica.
- Decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica.
- Ley 7/1996 de 3 de diciembre, de creación del ente público regional de la energía de Castilla y León.
- Decreto 20/2010 por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la CA de Castilla-La Mancha.
- Orden ECF/329/2010 de 9 de junio, por la que se abre la convocatoria de concurso público para la adjudicación de autorización e instalación de parques eólicos en las zonas de desarrollo prioritario y se aprueban las bases.
- Plan sectorial de la implantación ambiental de la energía eólica en Cataluña.
- Plan de Energía de Cataluña 2006-2015.
- Orden TRI/216/2004, de 14 de junio, por la que se aprueban las bases reguladoras para actuaciones en materia de ahorro, eficiencia energética y aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y se abre la convocatoria para el año 2004 (código de ayuda 10202 y Z06).
- Resolución de 25 de febrero de 2003 del Conseller de Industria, Comercio y Energía, sobre convocatoria para el desarrollo y ejecución del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.
- Ley 16/2008, de 22 de diciembre, de Medidas Fiscales, de Gestión Administrativa y Financiera, y de Organización de la Generalitat.

- Ley 14/2005, de 23 de diciembre, de medidas fiscales, de gestión administrativa y financiera, y de organización de la Generalidad.
- Ley 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.
- Decreto 160/2010, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, mediante parques eólicos en la CA de Extremadura.
- Ley 8/2005, de 27 de diciembre de 2005, de reforma en materia de tributos propios de la Comunidad Autónoma de Extremadura.
- Decreto 192/2005, de 30 de agosto, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de parques eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Extremadura.
- Orden de 29 de marzo de 2010 que desarrolló determinados aspectos de la Ley 8/2009 de 22 de diciembre por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crea el canon eólico y el Fondo de Compensación ambiental.
- Corrección de errores Orden de 29 de marzo de 2010 para la asignación de 2.325 MW de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos en Galicia.
- Lei 36/2003 do 11 de xaneiro de medidas de reforma económica. [Inclúense modificacións da Lei 43/1995 do 27 de decembro referida ó imposto sobre Sociedades no ámbito do fomento das enerxías renovables].
- Ley 3/1999 , de 11 de marzo, de creación del Instituto Energético de Galicia.
- Decreto 58/2001 de 6 de abril, de aprobación del Plan director sectorial energético de las Islas Baleares.
- Orden de 27 de abril de 2007, por la que se convoca concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios.
- Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
- Decreto 48/1998, de 24 de julio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de La Rioja.
- Orden de 31 de mayo de 1996, sobre fomento del ahorro, diversificación y eficiencia energética.
- Plan Energético de la Comunidad de Madrid 2004-2012.
- Orden 9613/1999, de 30 de diciembre, de la Consejería de Economía y Empleo, por la que se regula la concesión de ayudas para la promoción de energías renovables y el ahorro y eficiencia energética para el período 2000-2001.
- Ley 7/1998, de 13 de marzo, de modificación de la Ley 9/1982, de 24 de Noviembre, por el que se crea el Ente Vasco de la Energía.
- Ley 9/1982, de 24 de noviembre, por el que se crea el Ente Vasco de la Energía.
- Decreto 115/2002, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de Parques Eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

Referencias bibliográficas de consulta específicas sobre legislación sobre energía eólica Offshore:

- Convención Marco de las Naciones Unidas contra el Cambio Climático, adoptada el 9 de mayo de 1992.
- Protocolo de Kyoto, firmado por los gobiernos en la Conferencia de la ONU sobre Cambio Climático celebrada en Kyoto en 1997.
- Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional (Convenio RAMSAR).
- Convenio de Barcelona sobre protección del medio marino y zonas costeras del Mediterráneo (1976), modificado en 1995.
- Convenio sobre Conservación de las especies migratorias de la fauna silvestre de 1982 (Convención de Bonn).
- Página 12 Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos.
- Convenio sobre la Diversidad Biológica (1992).
- Acuerdo para la conservación de los Cetáceos del Mar Negro, Mar Mediterráneo y la Zona Atlántica Contigua de 1996 (ACCOBAMS).
- Convenio OSPAR (1998) para la protección del medio ambiente marino del Atlántico Nordeste.
- Programa Hombre y Biosfera de la UNESCO.
- Directivas 92/43/CEE de Hábitat y 79/409/CEE de Aves.
- Directiva 2001/77/CE, sobre la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- Propuesta (23/01/2008) de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Directiva 2008/56/CE por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina).

- Directiva 2000/60/CE, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas (Directiva marco del Agua).
- Recomendación europea de Gestión Integrada de las Zonas Costeras de 2007 (GIZC).
- Directrices para el establecimiento de la Red Natura 2000 en el medio marino (2007).
- Convenio de Berna sobre Vida Silvestre Europea de 1979, del Consejo de Europa, que incluye la lista de especies de flora y fauna estrictamente protegida y de fauna protegida que se debe gestionar, así como sus hábitats.
- Convenio Europeo del Paisaje (2000).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. B.O.E. N° 285 del 28-11-1997.
- Ley 48/60, de 21 de julio sobre navegación aérea y Decreto 584/72, de 24 febrero de servidumbres aeronáuticas, modificado por Decreto 2490/74, de 9 de agosto y por Real decreto 1541/2003, de 5 de diciembre, sobre navegación aérea.
- Ley 16/1985 del Patrimonio Histórico Español (1985).
- Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas. Artículo 2. c).
- Real Decreto 439/1990.
- Ley 3/2001, de Pesca Marítima del Estado. Artículo 20.
- Real Decreto 1997/1995.
- Libro Rojo de las Aves de España (2004).
- Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Ley de Puertos y Marina Mercante.
- Ley 16/1994, de 30 de junio, de Conservación de la naturaleza del País Vasco.
- Ley de Protección y Ordenación de la Reserva de la Biosfera de Urdabai (CAPV), de 6 de julio de 1989.
- Ley 9/1993, de 30 de septiembre, del Patrimonio cultural catalán y el Decreto 78/2002, de 5 de marzo, del Reglamento de protección del patrimonio arqueológico y paleontológico.
- Ley 4/2004, de 30 de junio, de la Comunidad Valenciana, de Ordenación del Territorio y Protección del Paisaje (LOTPP).
- Reglamento del Paisaje de la Comunidad Valenciana, aprobado por el Decreto 120/2006, de 11 de agosto.
- Ley 4/98, de 11 de junio, del Patrimonio Cultural Valenciano (modificado por la Ley 5/2007, de 5 de febrero).
- Ley 2/1993, de 29 de octubre, del Principado de Asturias, sobre pesca marítima en aguas interiores y aprovechamiento de recursos marinos.
- Ley 14/2007, de 26 de noviembre, de Patrimonio Histórico de Andalucía.
- Ley 5/2005, de 26 de mayo, para la conservación de los espacios de relevancia ambiental de las Illes Balears.

Referencias bibliográficas de consulta sobre proyectos de desarrollo de aerogeneradores Onshore y Offshore:

- WINDSKILL (red europea de conocimiento de la energía eólica): <http://www.windskill.eu>
- INNWIND (Innovación en energía eólica): <http://www.innwind.nl>
- UPWIND (energía eólica del futuro en el área de los grandes aerogeneradores): www.upwind.eu
- WE@SEA (Wind energy at Sea): <http://www.we-at-sea.org>
- POWER (proyecto con el objetivo de promoción de la energía eólica Offshore en las regiones europeas): <http://www.offshore-power.net>
- DOWNWIND (Distant Offshore Windfarms with No Visual Impact In Deepwater): <http://www.downwind.com>
- DOWEC (Dutch Offshore Wind Energy Converter): <http://www.ecn.nl/docs/dowec/2001-EWEC-Cost-model.pdf>
- COD (Concerted action for Offshore wind energy Development): http://www.offshorewindenergy.org/cod/COD-Final_Rept.pdf
- CA-OWEE (Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe): <http://www.offshorewindenergy.org>
- AZIMUT: el proyecto Azimut se ha formado con objeto de desarrollar un aerogenerador marino de 15 MW con tecnología 100% española.
- REOLTEC (Red científico Tecnológica del sector eólico español): <http://www.reoltec.net>
- Proyecto MARINA PLATFORM (Marine Renewable Integrated Application Platform): <http://www.marina-platform.info/>
- Proyecto CENIT EOLIA (desarrollo de las tecnologías que permitan la implantación de parques eólicos Off-shore en aguas profundas de más de 40 m): www.acciona-energia.es
- Proyecto Singular Estratégico EMERGE: <http://www.iberdrolarenovables.es>
- Proyecto CENIT Ocean Lider (soluciones innovadoras para el conjunto de las energías renovables marinas): <http://www.oceanlider.org/>
- ZEFIR Test Station (proyecto construcción de una planta de investigación internacional para el ensayo de aerogeneradores marinos en aguas profundas): <http://www.irec.cat>
- DEEPWIND: www.risoe.dk
- WIND POWER LIMITED: <http://www.windpower.ltd.uk/> y <http://www.grimshaw-architects.com>

- POWER: <http://www.offshore-power.net/>
- European Wind energy Technical Platform: <http://www.windplatform.eu>

Referencias bibliográficas de consulta sobre compañías suministradoras de componentes y servicios para el sector eólico Onshore y Offshore:

- Deepwater Wind (Desarrollo de energía eólica Offshore): <http://dwwind.com/>
- WINDENERGIE AGENTUR (Desarrollo de energía eólica Offshore): <http://www.windenergie-agentur.de/english/>
- RAMBOLL GROUP (suministrador de servicios de montaje de parques eólicos marinos): www.ramboll.com
- A2SEA (suministrador de servicios de montaje de parques eólicos marinos): <http://www.a2sea.com/>
- ACCIONA ENERGÍA: www.acciona-energia.es
- HYWIND (Plataformas marinas flotantes): <http://www.statoilhydro.com>
- STATOIL HYDRO (Plataformas marinas flotantes): <http://www.statoilhydro.com/>
- SWAY (Plataformas marinas flotantes): www.sway.no
- WINDSEA AS (Plataformas marinas flotantes): <http://www.windsea.com/>
- STATKRAFT (Energías renovables): <http://www.statkraft.com/>
- SHELL: <http://www.shell.com/>
- BLUEH Group (Desarrollo de energía eólica Offshore): <http://www.bluehgroup.com/>
- GUSTOMSC (Plataformas marinas flotantes): <http://www.gustomsc.com/>
- PRINCIPLE POWER INC (Plataformas marinas flotantes: Windfloat): <http://www.principlepowerinc.com/products/windfloat.html>
- DNV (Det Norske Veritas): <http://www.dnv.com/>
- FORCE TECHNOLOGY (Plataformas marinas flotantes): <http://www.force.dk/no>
- NLI (Plataformas marinas flotantes): www.nli.no
- Offshore Wind Power Systems of Texas (Plataformas marinas flotantes: Titan Foundation): <http://www.offshorewindpowersystemsoftexas.com/>
- ADVANCED OFFSHORE SOLUTIONS (soluciones de transportes y logística Offshore): <http://www.ados.dk/>
- MPI (Barcos y transporte para el sector Offshore): <http://www.mpi-offshore.com/>
- OLE STEN KNUDSEN (consultoría en servicios navales y Offshore): <http://www.osk-shiptech.com/>
- ODE-LTD (consultoría en servicios navales y Offshore): www.ode-ltd.co.uk
- GAOH (Barcos, transporte e instalación para el sector Offshore): <http://www.gaoh-offshore.com/>
- BLUE OCEAN SHIPS (Barcos y transporte para el sector Offshore): <http://www.swire.com.sg/news.aspx?nid=39&year=2010>
- AKER SOLUTIONS (Construcción de estructuras marinas de hormigón): <http://www.akersolutions.com/>
- WESSER WIND (construcción de plataformas marinas): <http://www.weserwind.de/englisch/>
- HAVENEILANDOPZEE (construcción de puertos artificiales de aplicación Offshore): <http://www.haveneilandopzee.nl/>
- SIEMENS: <http://www.siemens.com/entry/cc/en/>
- WINFLO (Plataformas marinas flotantes): <http://www.pole-mer-bretagne.com/winflo-deep-water-offshore-wind-turbine-floating-on-a-semi-submersible-platform-anchored-using-catenary-mooring-cables.php>
- STX (Barcos y transporte para el sector Offshore): <http://www.stxeurope.com>
- MAMMOETVANOORD (Barcos y transporte para el sector Offshore): www.mammoetvanoord.com
- OCEANTEAM (Barcos y transporte para el sector Offshore): www.oceanteam.nl
- FUGRO SEACORE (Servicios de taladrado submarino): <http://www.seacore.com/>
- Anemos Project (Predicción meteorológica): <http://anemos.cma.fr>
- Intermoney (Consultoría): <http://www.enervia.com/>
- BALLAST NEDAM (Diseño y construcción de plataformas Offshore): <http://www.ballast-nedam-offshore-energy.com/>
- ALNMARITEC (Diseño y construcción de barcos de servicio): <http://www.alnmaritec.co.uk/>
- ICHMERWEDE (Diseño y construcción de barcos de servicio): <http://www.ihcmerwede.com/offshore-marine/>
- EIDEN-GRUPPEN (Servicios de grúas y barcos de transporte): <http://www.eide-gruppen.no>
- ABB Group: www.abb.com
- Unisys Hurricane Database: <http://weather.unisys.com/hurricane/atlantic/>
- Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH): www.bsh.de
- RSKENSER (Consultora de medio ambiente): <http://www.rsk.co.uk>
- OFFSHORE-TECHNOLOGY (Portal de logística del sector Offshore): www.offshore-technology.com
- AERODYN (Ingeniería de turbinas eólicas): <http://www.aerodyn.de>

Referencias bibliográficas de consulta sobre revistas y publicaciones de energías renovables y de energía eólica en general:

- ENERGIAS-RENOVABLES: <http://www.energias-renovables.com>
- Wind Energy Update: www.social.windenergyupdate.com
- INFOPOWER (Actualidad y Tecnología de producción y uso eficiente de energía): www.infopower.es
- ENERGÉTICA (Revista de generación de energía): www.energetica21.com
- REVE (Regulación eólica con Vehículos Eléctricos): <http://www.evwind.es>
- Energías Renovables: www.energias-renovables.com
- Renewable Energy World (UK): www.renewable-energy-world.com
- Tecno-Energía: www.tpiedita.es
- Montajes e Instalaciones (Construcción e Ingeniería de las Instalaciones): www.rbi.es
- ENERGÍA (La guía de la Energía): www.energia.com
- Sun & Wind Energy: www.sundwinergy.com
- WINDPOWER: www.windpower.org
- WIND POWER MONTHLY: www.windpowermonthly.com
- WINDTODAY: www.windtoday.net
- WIND-ENERGY (Wind Energy Association): www.wind-energy.de
- NEW ENERGY (Magazine for Renewable Energy): www.neueenergie.net
- RECHARGE NEWS : www.rechargenews.com
- RENEWABLE ENERGY FOCUS : www.renewableenergyfocus.com
- PENNENERGY : www.pennenergy.com
- Revista TOPE (Tecnología para la fabricación mecánica): www.revistatope.com
- DEWI MAGAZINE: www.dewi.de
- EOLUS: www.eolus.es
- Energy Policy Magazine.
- MUNDO INDUSTRIAL (Técnica y noticias de los sectores industriales): www.edicionesroda.es
- Wind Directions -WD- (The European Wind Industry Magazine): www.ewea.com.
- Wind Energy Market (2009): www.bwe-shop.de
- Energías Renovables: www.energiasrenovables.es/
- Mundo Energía: www.mundoenergia.com
- Renewable Energy Focus: www.renewableenergyfocus.com
- Home Power Magazine: www.homepower.com
- Power Energy Solutions: www.pes.eu.com
- Power magazine: www.powermag.com
- RECHARGE: <http://www.rechargenews.com/energy/wind>
- IWR: www.renewable-energy-industry.com.
- ENERGELIA: www.energelia.com
- Wind Engineering (Multi-Science): <http://www.multi-science.co.uk/windeng.htm>
- Wind Stats Newsletter: <http://www.windstats.com/>
- Energía (Alción): <http://www.alcion.es/Contenidos/Revistas/en.asp>
- Energía y Empresa (Montané Comunicación): <http://www.energiayempresa.com>
- Modern Power systems: <http://www.modernpowersystems.com/digitaledition/>
- POWERGRID INTERNATIONAL Magazine.
- C.V. ENERGIA: www.grupoyebenes.com
- Investigación y Ciencia: www.investigacionyciencia.es
- Montajes e Instalaciones (Construcción e Ingeniería de las Instalaciones): www.rbi.es
- ENERGY-BUSINESS-REVIEW (EBR): <http://wind.energy-business-review.com/>

Referencias bibliográficas de consulta sobre normativas y estándares aplicables a la energía eólica Offshore:

- IEC. Norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009)
- British Standards. BS 7000-1:2008: "Design management systems. Guide to managing innovation" (Abril 2008) www.bsigroup.com/en/BS-7000-series
- Norma IEC 61400-3 Edición 1 (2009) (Design requirements for Offshore wind turbines): definición de los casos de cargas de diseño que deben ser verificados.
- IEC 60721-2-1:1982, *Classification of environmental conditions – Part 2-1: Environmental conditions appearing in nature. Temperature and humidity*. Amendment 1:1987.

- IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*.
- IEC WT01 (First Edition 2001-2004): IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines Rules and procedures.
- IEC 62305-3:2006, *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard*.
- IEC 62305-4:2006, *Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures*.
- ISO 2394:1998, *General principles on reliability for structures*.
- ISO 2533:1975, *Standard Atmosphere*.
- ISO 9001:2000, *Quality management systems – Requirements*.
- ISO 19900:2002, *Petroleum and natural gas industries – General requirements for offshore structures*.
- ISO 19901-1:2005, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions*.
- ISO 19901-4:2003, *Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 4: Geotechnical and foundation design considerations*.
- ISO 19902, *Petroleum and natural gas industries – Fixed steel offshore structures*.
- ISO 19903: 2006, *Petroleum and natural gas industries – Fixed concrete offshore structures*.
- DNV-OS-J101 (October 2007): *Design of Offshore Wind Turbines Structures*.
- Guideline for the certification of Offshore Wind turbines: Edition 2005. Germanischer Lloyd Windenergie GmbH, Edition 2005
- Norma IEC 61400-22 Edición 1 (2010): “Conformity Test and Certification”.
- Directiva europea EN 50308: Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.
- Directiva de máquinas: 2006/42/CE (29 de Diciembre de 2009).
- Directiva de baja tensión: 2006/96/CE (12 de Diciembre de 2006).
- IEC 61400 - 11 Acoustic noise measurement techniques.
- IEC 61400 - 12, 12.1, 12.2, 12.3 Power performance measurement techniques.
- IEC 61400 - 13 Measurement of mechanical loads.
- IEC 61400 - 14 Declaration of apparent sound power level and tonality values.
- IEC 61400 - 21 Power quality requirements for grid connected wind turbines.
- IEC 61400 - 23 Full - scale structural blade testing of rotor blades for WT.
- IEC 61400 - 24 Lightning Protection for wind turbines.
- IEC 61400 - 25 Communications for monitoring and control of wind power plants.
- DIN/ISO/IEC 81400 - 4 Design requirements for gearboxes for wind turbines.
- IEC WT 01 System for conformity test and certification of wind turbines - Rules and procedures.
- ISO 19901-4 (2003) “Petroleum and gas natural industries. Specif requirements for Offshore structures. Part 4: Geotechnical and foundation design considerations”: apartado 12.9.
- IEC 60721-2-1: “Classification of environmental conditions Part 2-1: environmental conditions appearing in nature, temperature and humidity ».
- ISO 19902 (2007): “Petroleum and gas natural industries: fixed steel Offshore structures”.
- ISO 12944-2 (1998): “Saint and barnices. Corrosion protection of steel structures by protective paint systems. Part 2 classification of environments”.
- IEC 62305-3 (2006): “Protection against lightning. Part 3 Phisiscal dammage to structures and life hazard”.
- IEC TR 61400-24 Part 24: “Wind turbine generator Systems. Part 24: Lightning Protection of Wind Turbines”.
- ISO 9223: “Corrosion of Metal and alloys. Corrosivity of atmospheres: classification, determination and estimation”.
- IEC 62271-200: “High-voltage switchgear and controlgear –Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV”.
- IEC 62271-1 (Ed.2.0): High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications.
- IEC 62271-100 (Ed.2.0): High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating current circuit-breakers.
- IEC 62271-102 (Ed.2.0): High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.
- IEC 62271-103 (Ed.2.0): High-voltage switchgear and controlgear - Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 Kv.
- EN 61958: High voltage prefabricated switchgear and control gear assemblies. Voltage presence indicating systems.
- EN 50181 (2010): Plug-in type bushings above 1 kV up to 52 kV and from 250 A to 2,50 kA for equipment other than liquid filled transformers.
- IEC 60529 (2004): Degrees of protection provided by enclosures (IP Code).
- IEC 60376 (2005-06): Versión Oficial En español - Especificaciones para hexafluoruro de azufre (SF6) de calidad técnica para uso en equipos eléctricos.
- IEC 60909-1 (ed.2.0): Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 1: Factores para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna de acuerdo con la norma IEC 60909-0.

- VDI 2230 Part 1, Systematic calculation of high duty bolted joints - Joints with one cylindrical bolt, issued. February 2003.
- EN 1993-1-8-2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-8: Design of joints.
- ISO 898-1. Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel
- Stahlbau 66, Heft3, 1997. Zum elastostatischen tragverhalten exzentrisch gezogener L Stöße mit vorgespannten Schrauben. H. Schmidt, M. Neuper. Model C.
- Bauingenieur 75, 2000. Zur Bestimmung der Grenztragfähigkeit von Verbindungen mit planmassig auf Zug beanspruchten Schrauben. P. Schaumann, M. Seidel.
- IEC 60038 (Edición 7): "IEC Standard Voltages".
- EN 62271-1(2008): "High-voltage switchgear and controlgear. Common specifications".
- IEC 60529 (ed2.1): "Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)".
- ISO 9001 (2000): "Quality management systems – Requirements".
- DIN EN ISO 19901-6: 2006-07 (Norm-Entwurf). Petroleum and natural gas industries - Specific requirements for offshore structures - Part 6: Marine operations (ISO/DIS 19901-6:2006); english version prEN ISO 19901-6:2006.
- DNV Rules for Planning and Execution for Marine Operations, Part 2, Chapter 2-4. Det Norske Veritas, January 1996.
- GL Rules and Guidelines. IV Industrial Services. Part 6 – Offshore Technology. Germanischer Lloyd, 2007.
- Procedimiento de verificación, validación y certificación de los requisitos del po 12.3 sobre la respuesta de las instalaciones eólicas ante huecos de tensión. Versión 3. 29 Noviembre 2007.

- Normas y estándares de datos físicos medioambientales:

- DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation.
- DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling.
- API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation.
- API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description.
- ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data.
- ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures.

- Normas y estándares de diseño estructural:

- DIN 1055-4: 2005-03: "Action On Structures - Part 4: Wind Loads".
- DNV OS-C101 2007 Design of offshore steel structures with LRFD method
- DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures
- DNV OS-C501 2003 Standards for composite components
- DNV RP C203 2003 Recommendations on fatigue analysis
- API RP 2A WSD 2007 Practices for design of fixed offshore structures (WSD method)
- API RP 2A LRFD 2003 Practices for design of fixed offshore structures (LRFD method)
- ISO 19900 2002 General requirements for offshore structures (not specific as the aforementioned documents)
- API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design
- DNV OS-C102 2007 Design of offshore ships
- BS 6349-7 1991 Guide to design of breakwaters
- IEC 61400-3 2009 Design requirements of offshore wind turbines
- IEC 61400-1 2005 Design Requirements for wind turbines in general (onshore)
- Germanischer Lloyd 2005 Guideline for the certification of offshore wind turbines
- DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures.
- API RP 2T 2007 Criteria for loads evaluation and distinction.
- DNV OS-C101 2007 Guideline to the ULS sea-states method for structural design.
- DIN 18800-1 to -4 (1996): "Steel structures - Part 1: Design and construction; Amendment A1".
- DIN EN 1993-1-1:2006-10 (Eurocode 3): Design of steel structures-Part 1-1. General rules and rules for buildings.
- DIN EN 1993-1-2: 2006-10. Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten. Teil 1 - 2:Allgemeine Regeln -Tragwerksbemessung für den Brandfall; Deutsche Fassung EN 1993-1-2:2005 + AC:2005 (zur Zeit in Deutschland nicht gültig; Veröffentlichung voraussichtlich etwa Ende 2007).
- DIN 1045-3 (2008): "Concrete, reinforced and pre-stressed concrete structures – Part 3: Execution of structures (Foreign standard)".
- DIN EN 1992-1-1: 2005-10. Eurocode 2: "Concrete. General".Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken - Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1992-1-1:2004 (zur Zeit in Deutschland nicht gültig; Veröffentlichung voraussichtlich etwa Ende 2007).
- DIN EN 206-01: 2001 -07. 2001-07. Beton - Festlegung, Eigenschaften, Herstellung und Konformität.
- DNV-RP-B401. Cathodic Protection Design.

- Normas y estándares de selección de materiales:

- DNV OS-B101 2001 Standard on metallic materials for offshore structures

- DNV OS-C201 2008 Structural design of offshore units. Gives guidance for steel selection
- DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures
- DNV OS-C502 2003 Standards for composite components.
- DIN EN 10204: 2005-01. Metallische Erzeugnisse - Arten von Prüfbescheinigungen; Deutsche Fassung EN 10204:2004.
- DIN EN ISO 9606-1. Prüfung von Schweißern - Schmelzschweißen - Teil 1: Stähle (ISO/ DIS 9606-1:2007); Deutsche Fassung prEN ISO 9606-1:2007. Norm-Entwurf.
- DIN 1045-3: 2001-07. Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton - Teil 3: Bauausführung.
- Normas y estándares de procedimientos de fabricación:
 - DNV OS-C401 2007 Guidelines for fabrication and testing of offshore structures
- Normas y estándares de diseño y selección de equipamientos mecánicos:
 - DNV OS-D101 2007 Standard on selection and design of marine and machinery equipment
 - API STD 674 1995 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the reciprocating type
 - API STD 675 1994 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the controlled volume type
 - API STD 676 1994 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the rotary type
 - API RP 14E 2000 Practices for piping system design
 - API RP 17B 2000 Recommendations specifically aimed at flexible pipes
 - DNV CN41.2 2003 Calculation procedures for gears design
 - ISO 6336 2006 Procedures for the evaluation of the loads on spur and helical gears
 - IEC 60545 1976 General guidance to selection and operation of hydraulic turbines
- Normas y estándares de diseño y selección de equipamientos eléctricos:
 - DNV OS-D201 2008 Electrical installations on offshore units
 - IEC 60034 2004 Rotating electrical machines
 - IEEE Std. 519 1992 Electro-magnetic compatibility
 - IEC 60092 1995 Electrical installations on ships.
- Normas y estándares de sistemas de control y de instrumentación:
 - DNV OS-D202 2008 Requirements for automation and telecommunication systems
 - IEC 61000 2008 Electro-magnetic compatibility
- Normas y estándares de especificaciones de conexiones de cables:
 - API 17E 2003 Subsea umbilicals specification and design criteria
 - DNV OS-F201 2003 Guide to design of dynamic risers (The umbilical design, fabrication and operation are described in ISO 13628-5:2002.).
- Normas y estándares de procesos de cualificación:
 - DNV RP-A203 2001 Recommendations on qualification process
- Normas y estándares de fiabilidad y de análisis de fallos:
 - ISO 14224 2006 Methodologies for collection of reliability and maintenance data including database on general failure modes
 - ISO 20815 2008 Guidelines on production assurance
 - IEC 60300-3 2004 Techniques for dependability analysis
 - ISO 2394 1998 Reliability of structures
 - ISO 15563 2000 Life cycle costing for offshore industry
- Normas y estándares de evaluación de riesgos y de seguridad:
 - DNV OSS-121 2001 Risk assessment techniques
 - DNV OS-A101 2005 General safety principles for offshore units
 - API RP 14J 2000 Risk assessment of offshore structures
 - DNV OS-D301 2005 Fire protection on offshore installations.
 - EN50308. Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.
 - Legislación de seguridad e higiene en el puesto de trabajo: norma OSHAS.
- Normas y estándares de mediciones de rendimientos de aerogeneradores:
 - IEC 61400-12 2005 Procedures for power performance measuring

- Normas y estándares de requerimientos de conexión a la red y de calidad de energía de aerogeneradores:
 - DanskEnergi 1998 Guidelines for connection to low and medium voltage of wind turbines
 - IEC 61400-21 2001 Standard on power quality requirements
- Normas y estándares de documentación de requerimientos de impactos medioambientales para diferentes sectores:
 - BSH Standard: Investigation of the Impacts of Offshore Wind Turbines on the Marine Environment 2003 Environmental Impact of Offshore Wind Turbines
 - ISO 16665 1997 Guidelines for sampling soft-bottom macrofauna
 - ISO 9391 2005 Guidance for sampling in deep waters
 - ISO 19493 2007 Guidance on hard substrate communities
 - IMO: Anti-Fouling Systems 2001 A list of harmful antifouling systems and alternatives
 - IEC 61400-11 2006 Measurement of noise produced at offshore wind farms

Normativa aplicable para plataformas marinas: se enumeran a continuación las normativas que afectan a las plataformas marinas para su aplicación en el uso junto con aerogeneradores eólicos del tipo Offshore.

- Normas generales de los aerogeneradores Onshore y Offshore:
 - IEC 61400-3 Ed.1, Wind turbines – Part 3: Design requirements of offshore wind turbines – 2009.
 - IEC 61400-1 2005 Design Requirements for wind turbines in general (onshore).
- Norma general de diseño de estructuras de plataformas para aerogeneradores offshore:
 - DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures.
- Normas sobre datos físicos medioambientales:
 - DIN 1054 (2005): “Subsoil-Verification of the safety of earthworks and foundations”.
 - DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation.
 - DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling.
 - API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation.
 - API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description.
 - ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data.
 - ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures.
 - DIN EN 1997-1: 2005 10 “Geotechnical Design-General Rules”.
 - Standard for Geotechnical Site and Route Surveys. Minimum Requirements for the Foundation of Offshore Wind Turbines and Power Cable Route Burial Assessments. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, August 2003.
- Normas sobre evaluación de cargas medioambientales:
 - API RP 2T 2007 Criteria for loads evaluation and distinction.
 - DNV OS-C101 2007 Guideline to the ULS sea-states method for structural design.
- Normas sobre diseño estructural de las plataformas marinas:
 - DNV OS-C101 2007 Design of offshore steel structures with LRFD method.
 - DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures.
 - DNV RP C203 2003 Recommendations on fatigue analysis.
 - API RP 2A WSD 2007 Practices for design of fixed offshore structures (WSD method).
 - API RP 2A LFRD 2003 Practices for design of fixed offshore structures (LFRD method).
 - API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design.
 - DNV OS-C102 2007 Design of offshore ships.
 - BS 6349-7 1991 Guide to design of breakwaters
 - ISO 19900 (2002) General requirements for offshore structures.
 - ISO 19902 design of piled structures.
 - ISO 19903 fixed concrete structures.
 - API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design.
 - DIN 18800-1 / A1: 1996-02. Stahlbauten - Teil 1: Bemessung und Konstruktion; Änderung A1.
 - DIN 18800-2: 1990-11. Stahlbauten; Stabilitätsfälle; Knicken von Stäben und Stabwerken.
 - DIN 18800-3: 1990-11. Stahlbauten; Stabilitätsfälle, Plattenbeulen.
 - DIN 18800-4: 1990-11. Stahlbauten; Stabilitätsfälle, Schalenbeulen.
 - Germanischer Lloyd Rules and Guidelines. VI Additional Rules and Guidelines. Chapter 6 - Guidelines for Corrosion Protection and Coating Systems. Code VI-9-6, ,Edition 2006.
 - DNV Recommended Practice. DNV-RP-B401. Cathodic Protection Design. January 2005.
- Normas sobre certificaciones de aerogeneradores y plataformas Offshore:
 - Germanischer Lloyd (GL-GCOWT): Rules and guidelines IV Industrial Services, Part 2. Wind Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines (2005).

- Normas sobre selección de materiales:
 - DNV OS-B101 2001 Standard on metallic materials for offshore structures.
 - DNV OS-C201 2008 Structural design of offshore units. Gives guidance for steel selection.
 - DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures.
 - DNV OS-C502 2003 Standards for composite components.
- Normas y guías generales sobre diseño de fundaciones y sistemas de anclaje:
 - DNV OS-C101 2007 Design of pile foundations.
 - API RP 2A LFRD 2003 Design of offshore fixed structures.
 - BSH Standard for Geotechnical and Route Surveys 2003 Focused on offshore wind turbines. Specifies methods and criteria for foundation site surveys.
 - DNV CN-30.4 1992 Classification note on different types of foundations.
 - DNV OS-E301 2004 Guidelines on design and construction of position mooring systems.
 - API RP 2SK 2005 Extensive standard on design of moorings and criteria for analysis of floating structures.
 - ISO 19900 2002 General requirements for offshore structures. It includes recommendations on moorings and foundations.
 - DNV RP E301 2000 Recommendations on fluke anchors.
 - DNV RP E302 2002 Recommendations on drag-in plate anchors.
 - DNV RP E303 2005 Recommendations on suction anchors.
- Normas sobre procesos de cualificación y fiabilidad:
 - DNV RP-A203 2001 Recommendations on qualification process.
 - ISO 15563 2000 Life cycle costing for offshore industry.
 - ISO 14224 2006 Methodologies for collection of reliability and maintenance data including database on general failure modes.
 - ISO 20815 2008 Guidelines on production assurance.
- Normas sobre evaluación de riesgos y de seguridad:
 - DNV OSS-121 2001 Risk assessment techniques.
 - DNV OS-A101 2005 General safety principles for offshore units.
 - API RP 14J 2000 Risk assessment of offshore structures.
 - DNV OS-D301 2005 Fire protection on offshore installations.
- Normas sobre impacto medioambiental:
 - ISO 16665 1997 Guidelines for sampling soft-bottom macro fauna.
 - ISO 9391 2005 Guidance for sampling in deep waters.
 - ISO 19493 2007 Guidance on hard substrate communities.

Normas de aplicación para los emplazamientos marinos de parques eólicos Offshore:

- DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation.
- DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling.
- API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation.
- API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description.
- ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data.
- ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures.

Normativa aplicable para cables submarinos y para conexión a la red:

- DIN VDE 0276-620 (1996): "Power cables - Part 620: Distribution cables of nominal voltages U_0/U 3.6/6 kV to 20.8/36 kV".
- IEC 60502-2 (ed2.0): "Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) - Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)".
- IEC 60502-4 (ed3.0): Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) – Part 4: Test requirements on accessories for cables with rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).
- DIN VDE 0278-629-1 (2009): Test requirements for use on Power cables of rated voltage from 3,6&6 (7,2) kV up to 20,8/36(42) kV-Part 1: Cables with Extruded insulation.
- DIN EN 61442 (VDE 0278-442): Test methods for accessories for power cables with rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 36 kV ($U_m = 42$ kV) (IEC 61442:2005, modified); German version EN 61442:2005
- IEC 61442 Test methods for accessories for power cables with rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).

- DIN VDE 0276-632 (1999): Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 36 kV ($U_{m} = 42$ kV) up to 150 kV ($U_{m} = 170$ kV); German version HD 632 S1 Parts 1, 3D, 4D and 5D:1998.
- HD 632 S1: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 36 kV ($U_{m} = 42$ kV) up to 150 kV ($U_{m} = 170$ kV).
- IEC 60840 (2004): Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ($U_{m} = 36$ kV) up to 150 kV ($U_{m} = 170$ kV) - Test methods and requirements.
- DIN VDE 0276-62067 (1996): Power cables - Part 620: Distribution cables of nominal voltages U_{0}/U_{m} 3.6/6 kV to 20.8/36 kV; German version HD 620 S1 Parts 1, 3C, 4C, 5C und 6C:1996.
- IEC 62067 (2001): Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV ($U_{m}=170$ kV) hasta 500 kV ($U_{m}=550$ kV). Requisitos y métodos de ensayo.
- IEC 60853-2: 1989-09-30. Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages.
- DIN EN ISO 19901-6: 2006-07 (Norm-Entwurf). Petroleum and natural gas industries - Specific requirements for offshore structures - Part 6: Marine operations (ISO/DIS 19901-6:2006); english version prEN ISO 19901-6:2006.
- DNV Rules for Planning and Execution for Marine Operations, Part 2, Chapter 2-4. Det Norske Veritas, January 1996.
- GL Rules and Guidelines. IV Industrial Services. Part 6 – Offshore Technology. Germanischer Lloyd, 2007.

Normativas aplicables en cuanto a certificación de aerogeneradores Offshore y de sus sub-componentes principales:

- IEC 61400-22 Edición 1 (2010): “Conformity Test and Certification”.
- IEC 61400-3 Edición 1 (2009): Design requirements for Offshore wind turbines.
- IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*.
- DNV-OS-J101 (October 2007): *Design of Offshore Wind Turbines Structures*.
- Guideline for the certification of Offshore Wind turbines: Edition 2005 (GL-Germanischer Lloyd).
- IEC WT01 (First Edition 2001-2004): IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines Rules and procedures.

Normativa aplicable para plataformas de montaje:

- Det Norske Veritas, Rules for classification of mobile offshore installations.
- Germanischer Lloyd, Rules for Classification and Construction, III Offshore Technology, 2 Offshore Installations, Guidelines for the Construction/Certification of Floating Production, Storage and Off-Loading Units, Edition 1999.
- IMO, MODU-Code, Code for the construction and equipment of mobile offshore drilling units, 1989.
- ISO 19904 (Draft), Offshore Structures – Floating systems.
- American Petroleum Institute, Recommended Practice for design and installation of electrical systems for Offshore.
- IEC 60092-xxx (2000-02) Electrical installations in ships.
- IEC 60533 (1999-11) Electrical and electronic installations in ships – Electromagnetic compatibility.
- IEC 60654-2 (1979-01) Operating conditions for industrial-process measurement and control equipment. Part 2: Power.
- IEC 60654-4 (1987-07) Operating conditions for industrial-process measurement and control equipment. Part 4: Corrosive and erosive influences.
- IEC 61363-1 (1998-02) Electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units - Part 1: Procedures for calculating short-circuit currents in three-phase a.c.
- IEC 61892-3 (1999-02) Mobile and fixed offshore units - Electrical installations - Part 3: Equipment.
- IEC 61892-6 (1999-02) Mobile and fixed offshore units - Electrical installations - Part 6: Installation.

Normativa aplicable para plataformas de helicópteros:

- Cap 437, Offshore Helicopter Landing Areas.
- American Petroleum Institute, Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Heliports for Fixed Offshore Platforms, API Recommended Practice 2L, 4th Edition 1996.

Normativa aplicable para grúas de uso Offshore:

- American Petroleum Institute, Specification for Offshore Cranes, API Spec 2C, 5th Edition 1995.
- DIN EN 13852, Cranes – Offshore Cranes – Part 1: General purpose offshore cranes, 2000.

6.2. ANEXOS.

6.2.1. Anexos del Capítulo 2.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.1: Estudio de detalle de las características técnicas de los modelos de aerogeneradores Onshore de los diferentes fabricantes a nivel global.

Como fase previa al estudio de las características técnicas de los aerogeneradores se procede a realizar un estudio de detalle de los fabricantes actuales a nivel mundial en función de la potencia de cada aerogenerador Onshore.

Según la clasificación de aerogeneradores Onshore por potencia y basado en el mercado global de fabricantes hasta 2012 se obtiene una síntesis de datos técnicos presentados en la tabla de la Figura 2.4.3. (Fuente: fabricantes de aerogeneradores).

FABRICANTES DE AEROGENERADORES ONSHORE: CLASIFICACION GLOBAL POR POTENCIA (KW)

DATOS HASTA 2012		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES CONSTRUCTIVAS																
POTENCIA DE AERO-GENERADORES	SUB-GRUPOS DE POTENCIA	FABRICANTE DE AEROGENERADORES	MODELO DE AEROGENERADOR	POTENCIA	VELOCIDAD ARRANQUE (CUT-IN SPEED: m/s)	VELOCIDAD NOMINAL (RATED SPEED: m/s)	DIAMETRO ROTOR	AREA BARRIDO PALAS	SISTEMA CONTROL VELOCIDAD ROTOR (SISTEMA CAMBIO DE PASO)	MULTIPLICADORA	TIPO TORRE	ALTURA TORRE	CONEXION RED	HIBRIDO (RED - AISLADO)	Nº PALAS	OBSERVACIONES		
100 – 700 kW	101 - 700kW	WES	WES 30	250 Kw	3	12	30 m	706 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	30; 39; 50 m	SI	SI	2			
		ACSA	A27	225 kW	3,5	13,5	27; 29 m	573 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	31; 40; 50 m	SI	SI	3			
		Vestas RRB	PS47-600	600 Kw	4	15	47 m	1735 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	40; 50 m	SI	NO	3	RRB INDIA: BAJO LICENCIA VESTAS MODELO V47		
		Enercon	E48	600 Kw	3	12,5	48 m	1809 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	50; 65 m	SI	NO	3	BAJO LICENCIA T800: GENERADOR DE DOBLE VELOCIDAD		
		Winflow	Winflow500	500 Kw	5	13	36 m	1017 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	31 m	SI	NO	2	PALAS (LONGITUD 33 m) INCORPORA TECNOLOGÍAS: Torque limiting gearbox (TLG) system of power control Y Pitch regulated two-bladed testwing rater.		
		Suzlon	S82	600-800 Kw	4	13	52 m	2124 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	CELOSIA	73 m	SI	NO	3			
		Fuhrlander	FL 600	600 Kw	-	-	50 m	-	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	50;75 m	SI	NO	3			
		Vergnet	GEV MP	275 Kw	3,5	14	28; 32 m	615-804 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	55; 60 m	SI	NO	2			
		T-800	400 Kw	3	14	34 m	307 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	34; 50 m	SI	NO	3				
		Turbowinds	T-300	300 Kw	4	14	28 m	615 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	30 m	SI	NO	3			
		T-600	600 Kw	3	12,5	46; 48 m	1661-1809 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	50; 60 m	SI	NO	3				
		GOLDWIND	Goldwind S43	600 Kw	3,2	15	43 m	1486 m ²	VARIABLE (STALL)	SI	ACERO	40; 50 m	SI	NO	3			
		Enercon	E33	250 Kw	3	13	33 m	876 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	44; 50 m	SI	NO	3			
		Nordex	N1000	1000 Kw	4	15	54; 59 m	2290-2753 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	60; 70 m	SI	NO	2			
		Goldwind S48	750 Kw	4	14	49 m	1886 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	50;60 m	SI	NO	3				
		GOLDWIND	Goldwind G2	1200 Kw	3	14	62 m	3019 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	60 m	SI	NO	3			
		LTW G2	1200 Kw	3	12	62 m	3020 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	60 m	SI	NO	3				
		LTW 77	1350 Kw	3	10,6	77 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65 m	SI	NO	3				
		Innovative WindPower	Falcon	1250 Kw	3	13	62; 70 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60;75;100 m	SI	NO	3			
		700 - 1400kW	700 - 1400kW	AAER	A-1000	1000 Kw	3	12	58 m	2640 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	70; 82 m	SI	NO	3	BAJO LICENCIA de Fuhrlander y Pileiderer.
				A-1000S	200-1000 Kw	3	15	54 m	2290 m ²	VARIABLE (PITCH)	FLUO (STALL)	SI	ACERO	70; 82 m	SI	NO	3	
				DirectWind 750	750 Kw	2,5	13	51 m	2442 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	40; 75 m	SI	NO	3	DISEÑO de Lagenergy	
				EWI	DirectWind 800	800 Kw	2,5	13	54 m	2290 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	40; 75 m	SI	NO	3	DISEÑO de Lagenergy
				Vestas	V52	850 Kw	4	16	52 m	2124 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	44; 74 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.
N80	1300 Kw			3	15	60 m	2628 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	46; 85 m	SI	NO	3				
D6	1250 Kw			3	12,5	62; 64 m	3019-3217 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65; 92 m	SI	NO	3				
Suzlon	S64/86			1250 Kw	3,5	14	64; 66 m	3217 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	56; 74 m	SI	NO	3			
Vengys	Vengys G2B4			1200 Kw	3	12,1/11,9	62/64 m	3019/3217 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65; 85 m	SI	NO	3			
WinWind	W000-1			1000 Kw	3	12,5	60/60,6 m	2403/3215 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65; 70 m	SI	NO	3			
Siemens	SWT 1.3			1300 Kw	4	14	62 m	3000 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	45; 68 m	SI	NO	3			
Fuhrlander	FL 1250			1250 Kw	4	15	62 m	3019 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	50; 70 m	SI	NO	3			
Gamesa	G58			850 Kw	4	16	58 m	2542 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	44; 74 m	SI	NO	3			
G52	850 Kw			4	15	52 m	2124 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	44; 74 m	SI	NO	3				
Mitsubishi	MWT-1000A			1000 Kw	3	12,5	62 m	2980 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	55; 69 m	SI	NO	3			
Mitsubishi	MWT-1000			1000 Kw	4	13,5	57 m	2550 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60; 69 m	SI	NO	3			
Alstom Ecotecnia	ECO G2			1300 Kw	4	14	62 m	3019 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	70; 80 m	SI	NO	3			
Vergnet	GEV HP			1000 Kw	3	15	55;56;62 m	2375-2640-3019 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60; 70 m	SI	NO	2			
PowerWind	PowerWind56			800 Kw	3	12	56 m	2463 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	59; 71 m	SI	NO	3			
Unison	U-50			750 Kw	3	12,5/11,5	50/54,57 m	1984/2552 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	50; 58 m	SI	NO	3			
Enercon	E44 - 48; 52			800 Kw	3	15/14/13	44 / 48 / 53 m	1521/1810 / 2206 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	44; 76 m	SI	NO	3			
Leitwind	LTW 70			1500 Kw	3	12	70 m	3859 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65 m	SI	NO	3			
700 kW - 3.0 MW	700 kW - 3.0 MW			AAER	A-1650	1650 Kw	3	12	70;77;80 m	3848/4657 / 5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65; 80 m	SI	NO	3	BAJO LICENCIA de Fuhrlander y Pileiderer.
				V82	1650 Kw	3,5	13	82 m	5281 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	59; 78 m	SI	NO	3		
		V80-60Hz	1800 Kw	4	15	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	67; 78 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.			
		V80	2000 Kw	4	15	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60; 100 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.			
		V90	1800/ 2000 Kw	3,5	12	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80; 105 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.			
		S70	1500 Kw	3	13	70 m	3848 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65-115 m	SI	NO	3				
		S77	1500 Kw	3	11	77 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	61 - 111 m	SI	NO	3				
		D8	2000 Kw	3	13,5	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80-100 m	SI	NO	3				
		DeWind	D8.2	2000 Kw	3	13,5	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80-100 m	SI	NO	3	WinDrive® hydrodynamic torque converter desarrollado por Voith Turbo y Generador Sincrono Cummins conectando directamente a la red hasta 13,8 kV sin usar convertidores.		
		Harasoon	Z72	2000 Kw	3	13	71 m	3920 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65-80 m	SI	NO	3			
		Suzlon	S82	1500 Kw	4	14	82 m	5281 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	78 m	SI	NO	3			
		Vengys	Vengys 7077	1500 Kw	3	13,5/13,0	70/77 m	3850/4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	61 - 100 m	SI	NO	3			
		Wikov	W2000 spg	2000 Kw	3,5	12,5	80 m	6026 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	78 m	SI	NO	3	BAJO LICENCIA y DISEÑO WINDTECH Y ORBITAL		
		MD77	1500 Kw	3,5	12,5	77 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	61 - 100 m	SI	NO	3				
		MM70	2000 Kw	3,5	13	70 m	3850 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	55-80 m	SI	NO	3				
		MM82	2000 Kw	3,5	13	82 m	5281 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60 - 100 m	SI	NO	3				
		MM82	2000 Kw	3	11,2	92 m	6720 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	66 - 100 m	SI	NO	3				
		TWT 1.6582	1650 Kw	3,5	12	82 m	5365 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	71/80/100 m	SI	NO	3				
		TWT 1.8570-77	1651 Kw	3,5	15	70-77 m	3870-4630 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	71/80/100 m	SI	NO	3				
		1.4 - 2.0MW	1.4 - 2.0MW	Acciona	AW 70/77/82	1500 Kw	4; 3,5; 3	12; 1; 10,5	70; 77; 82 m	3856; 4615; 5289 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60/78-100/100 m	SI	NO	3	
				ECO 80	2000 Kw	3	13	70-80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	70 / 80 m	SI	NO	3		
				ECO 74/80	1670 Kw	3	14; 12	74; 80 m	4301/5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60-70-80 m	SI	NO	3		
				Fuhrlander	FL 1500	1500 Kw	3,5	12	70-77 m	3648/4706 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	61,5-100 m	SI	NO	3	
				FL MD/70/77	1500 Kw	3,5	13	70-77 m	3848/4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	61 - 111 m	SI	NO	3		
G80-series	2000 Kw			4	16; 15	80-90 m	5027-6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60 - 100 m	SI	NO	3				
GE-Windenergy	1.5 sle			1500 Kw	3,5	14,5	77 m	4657 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	65 - 80 m	SI	NO	3			
1.5 sle	1500 Kw			3,5	11,5	82,5 m	5346 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3				
SINOVEL	SL 100/80-70-77-82			1500 Kw	3	11,8	60-70-77-77-82	2827/3850/4705/5397 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60-70-80-100 m	SI	NO	3			
GOLDWIND	GOLDWIND 70/100			1500 Kw	3	11,8	70,5 m	3904 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65-85 m	SI	NO	3			
Subaru	Subaru 8002.0			2000 Kw	3	13	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3			
Enercon	E82			2000 Kw	3	13	82 m	5281 m ²	VARIABLE (PITCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	70 - 108 m	SI	NO	3			
Unison	U-88			2000 Kw	3	13	88 m	6079 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3			
E.N.O.	e.n.o. 82			2000 Kw	3	13	82,4 m	5282 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	58,6; 80; 101 m	SI	NO	3			
Vestas	V80			2000 Kw	4	15	80 m	5027 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60 - 100 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.		
V80	1800 / 2000 Kw			3,5	12	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 - 105 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.			
2.0 - 3.0 MW	2.0 - 3.0 MW			N80 2.3	2300 Kw	3	13	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 - 105 m	SI	NO	3		
				N80	2500 Kw	3	15	80 m	5026 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3		
				N80 2.5	2500 Kw	3	13 - 14	90 m	6362 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 - 120 m	SI	NO	3		
				N100	2500 Kw	3	12,5	100 m	7823 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	100 m	SI	NO	3		
				S88	2100 Kw	4	14	88 m	6082 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	79 m	SI	NO	3		
				Siemens	SWT 2.3 R3	2300 Kw	4	14	93 m	6800 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3	
				SWT 2.3 R2	2300 Kw	4	14	82 m	5300 m ²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3		
				Clipper	Liberty 2.5	2500 Kw	4	15	89;93;96;99 m	6221-6789-7230-7697 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3	DISEÑO CON 4 GENERADORES.
		Fuhrlander	FL 2500	2500 Kw	3,5 - 4	14 - 11,5	89;90/100 m	5027 - 7854 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	85 - 160 m	SI	NO	3	1 MODELO CON TORRE DE CELOSIA DE 160 m		
		GE-Windenergy	2.5 XL	2500 Kw	3	12,5	100 m	7954 m ²	VARIABLE (PITCH)	SI	ACERO	85; 85;						

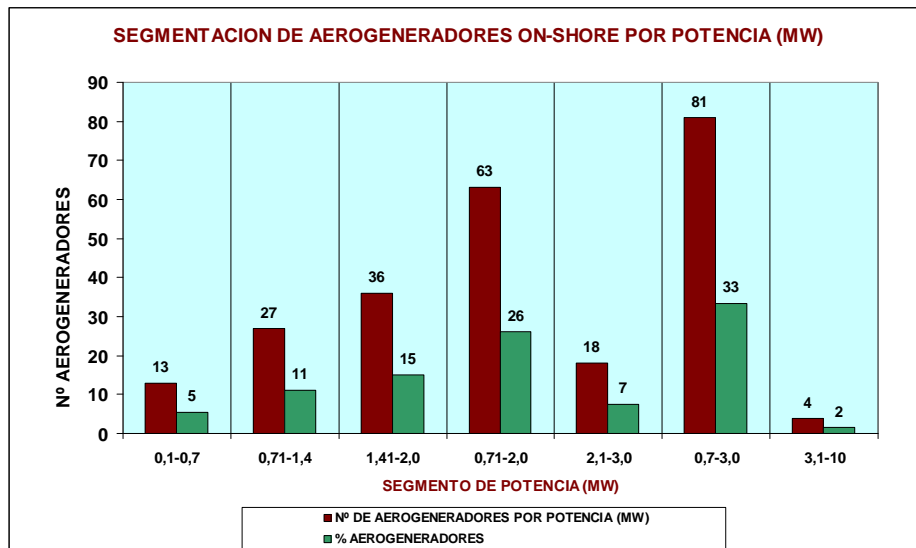


Figura 2.4.4. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores On-shore (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

En cuanto a las características técnicas generales de tipo constructivo de los aerogeneradores Onshore se indican los siguientes aspectos identificados en la investigación (Fuente: fabricantes de aerogeneradores):

- Velocidades de arranque del aerogenerador: el rango de velocidades se inicia en 2,5 m/s y llega hasta los 5 m/s. Este es un factor importante ya que indica el inicio de la curva de potencia y el punto de inicio de generación de energía (Gráfico 2.4.1.1.).
 - El 95,2% de los aerogeneradores presentan velocidades de arranque entre 3 y 4 m/s.

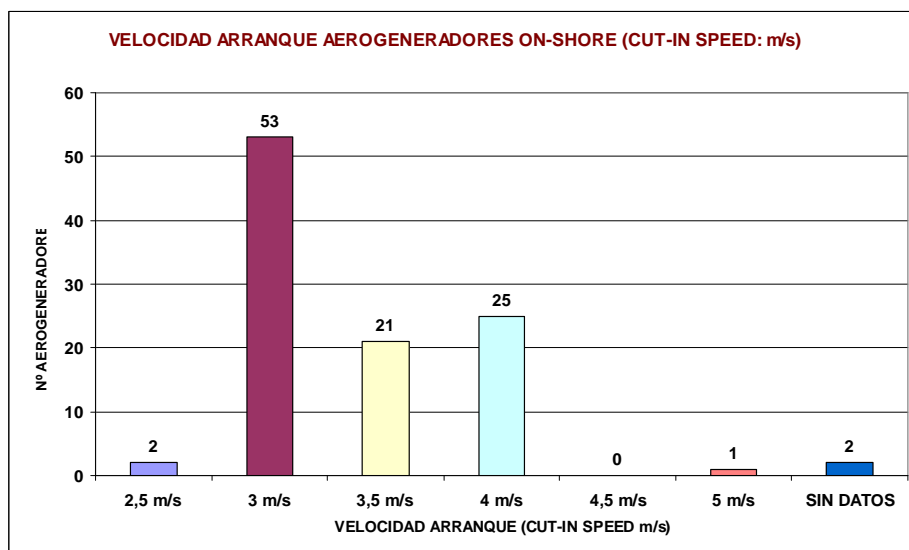


Gráfico 2.4.1.1.: Estadística de Velocidades de arranque de los aerogeneradores On-shore (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Velocidades de operación a máxima potencia del aerogenerador (*Rated Speed*): el rango se inicia en 10,5 m/s y llega hasta los 16 m/s. Este es un factor importante ya que indica el rango de la curva de potencia y el punto de inicio de generación de máxima energía (Gráfico 2.4.1.2.).
 - La distribución de velocidades de operación se muestra en el Gráfico 2.4.1.2.: el 81,2 % de los aerogeneradores presentan velocidades de régimen de operación a máxima potencia (*Rated speed*) entre 12 y 14 m/s.

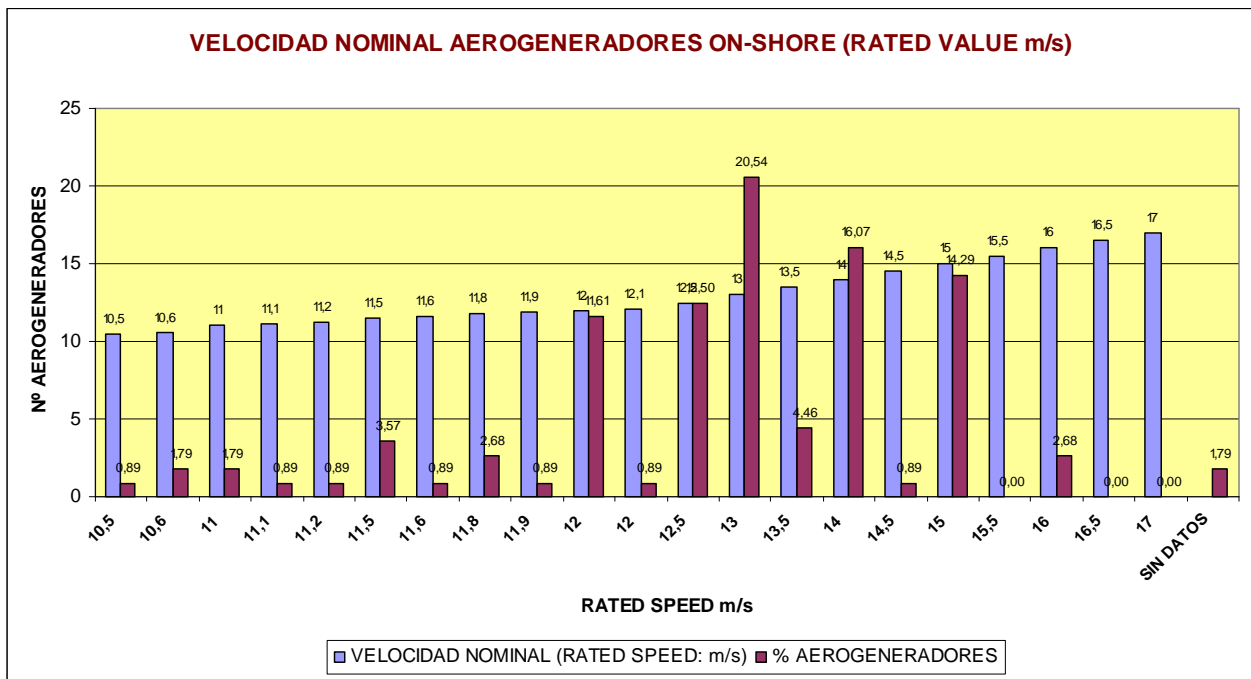


Gráfico 2.4.1.2. Estadística de Velocidades a máxima potencia (Rated Speed) de los aerogeneradores On-shore (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Diámetro de rotor y área de barrido de palas: en función del diámetro del rotor a mayor diámetro se obtiene mayor área de barrido de palas, la cual para igual potencia del generador, necesita emplazamientos de vientos bajos. Para un emplazamiento con vientos altos se necesitará un rotor con diámetro más pequeño para producir la misma potencia.
- Tipología de diámetro de rotor: es muy diversa y se inicia en diámetros de 27 metros y llega hasta los 128 metros (Para aerogeneradores de más de 4 MW).
 - El estudio de los diámetros de rotor (en metros) por sub-segmentos nos proporciona los siguientes datos (Gráfico 2.4.1.3.):
 - Sub-segmento de 101-700 kW: desde 27 m hasta 50 m.
 - Sub-segmento de >700 kW hasta 1,4 MW: desde 44 m hasta 77 m.
 - Sub-segmento de >1,4 MW hasta 2 MW: desde 70 m hasta 92 m.
 - Sub-segmento de > 2 MW hasta 3 MW: desde 80 m hasta 116 m.
 - Sub-segmento de > 3 MW hasta >10 MW: desde 107 m hasta 128 m.

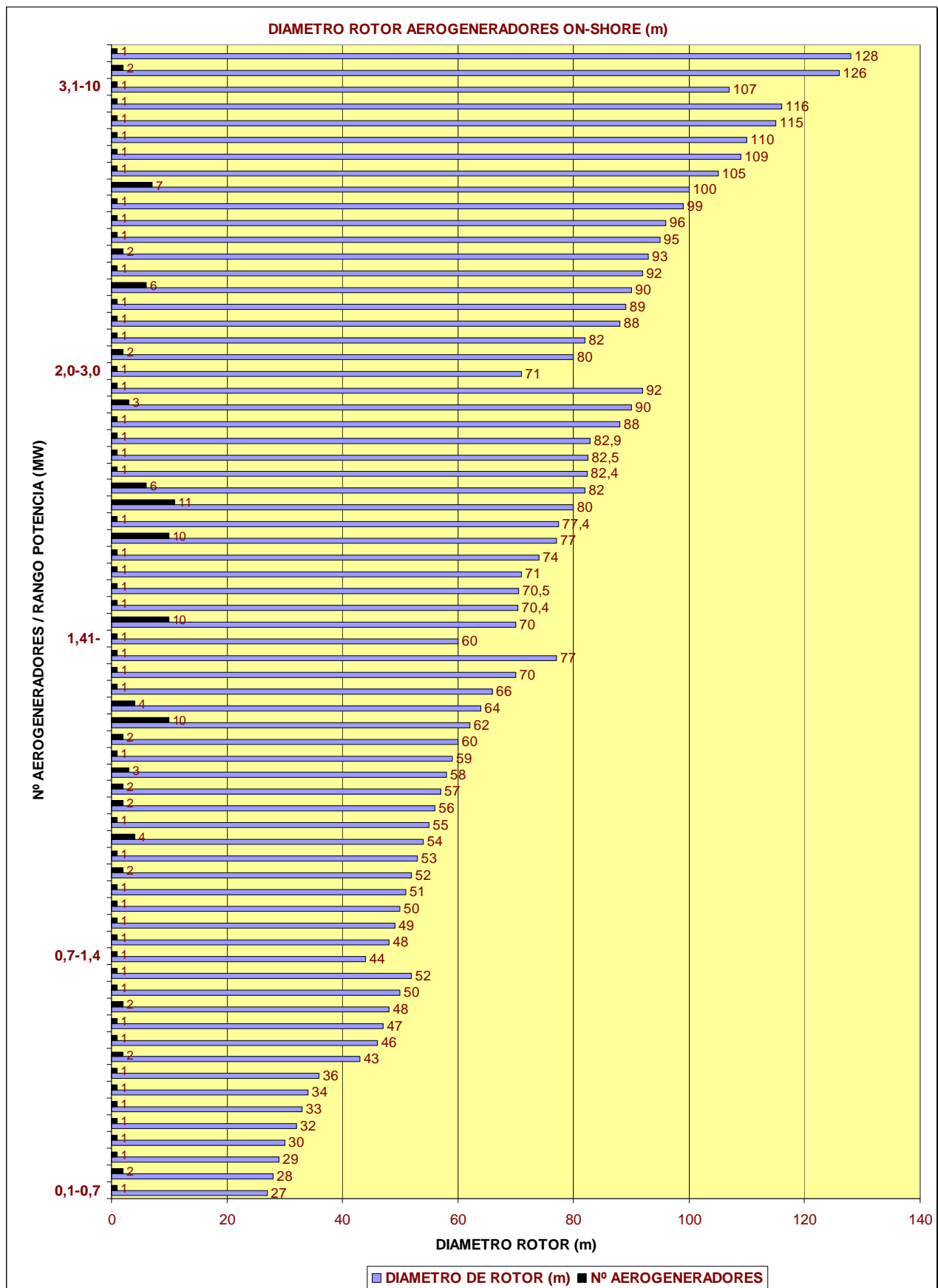


Gráfico 2.4.1.3. Estadística de diámetros de rotor de los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Sistema de control de potencia: del total de aerogeneradores analizados en el mercado se presentan dos tipos de sistemas de control de potencia con los siguientes porcentajes (Gráfico 2.4.1.4.).

- Sistema de paso fijo: 12,2 % del total analizado. Se utiliza preferentemente en modelos antiguos de aerogeneradores y en potencias menores de 2 MW por regla general.
- Sistema de paso variable (*Pitch o Active Stall*): 87,8 % del total analizado. Se utiliza preferentemente en los modelos más recientes de aerogeneradores y en todo el rango de potencias. Las últimas generaciones de aerogeneradores incorporan este sistema prácticamente en la totalidad de los modelos comercializados.

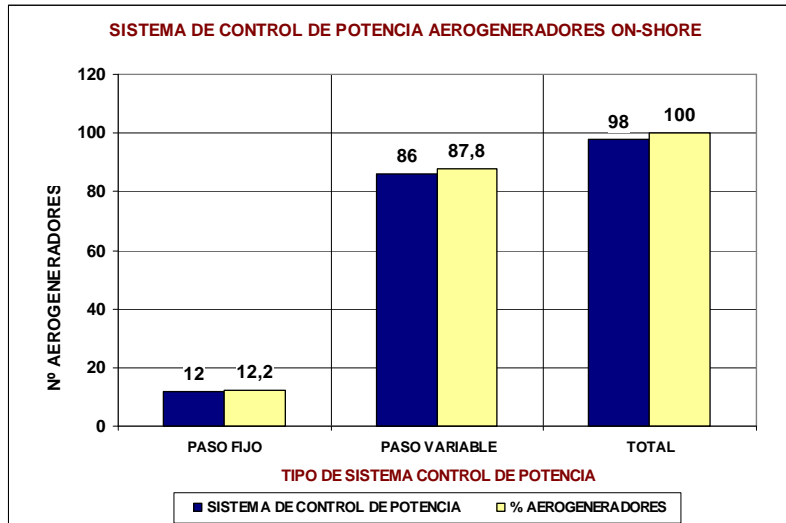


Gráfico 2.4.1.4. Estadística de sistemas de control de potencia de los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Sistema de transmisión de la velocidad del eje del rotor (Baja velocidad): los dos sistemas principales utilizados en el mercado son los siguientes (Gráfico 2.4.1.5.).
 - Multiplicadora: 81,6 % del total de modelos analizados.
 - Sistema *Direct Drive* o Accionamiento Directo (El eje del rotor es a su vez el rotor del generador y no disponen de multiplicadora): 18,4 % del total de modelos analizados.

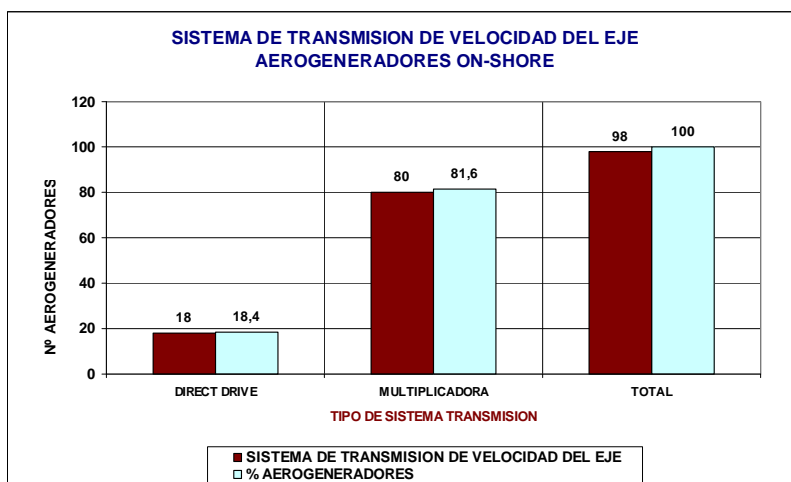


Gráfico 2.4.1.5. Estadística de sistemas de transmisión de la velocidad del eje de los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Tipo de torre: se presentan las siguientes tipologías de torres (Gráfico 2.4.1.6.).
 - Torre de celosía: 1 % del total de modelos analizados (1 modelo presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores analizados).
 - Torre de acero: 96 % del total de modelos analizados.

- Torre Híbrida (hormigón y acero): 2 % del total de modelos analizados (2 modelos presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores analizados).
- Torre de Hormigón: 1 % del total de modelos analizados (1 modelo presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores analizados).

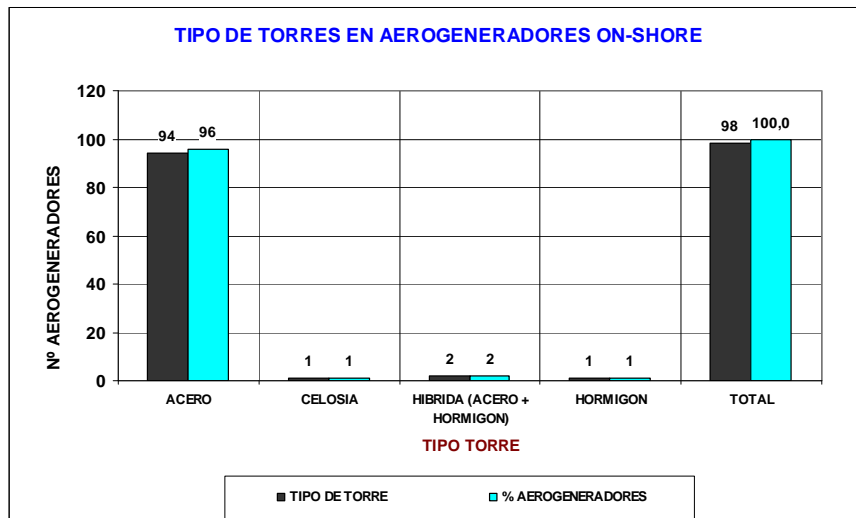


Gráfico 2.4.1.6. Estadística de los tipos de torre utilizados en los aerogeneradores On-shore (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Altura de torre: es un parámetro técnico relacionado directamente con la potencia de cada modelo de aerogenerador (a mayor altura mayor potencia proporcional del aerogenerador).
 - El estudio de alturas de torre por sub-segmentos nos proporciona los siguientes datos en cuanto a valores máximos y mínimos de alturas en metros por rangos de potencias (Gráfico 2.4.1.7.) y la distribución de alturas de torres en metros (Gráfico 2.4.1.8.):
 - Sub-segmento de 101-700 kW: desde 30 m hasta 75 m.
 - Sub-segmento de >700 kW hasta 1400 MW: desde 40 m hasta 100 m.
 - Sub-segmento de >1400 MW hasta 2 MW: desde 59 m hasta 115 m.
 - Sub-segmento de > 2 MW hasta 3 MW: desde 60 m hasta 120 m.
 - Sub-segmento de > 3 MW hasta >10 MW: desde 80 m hasta 135 m.

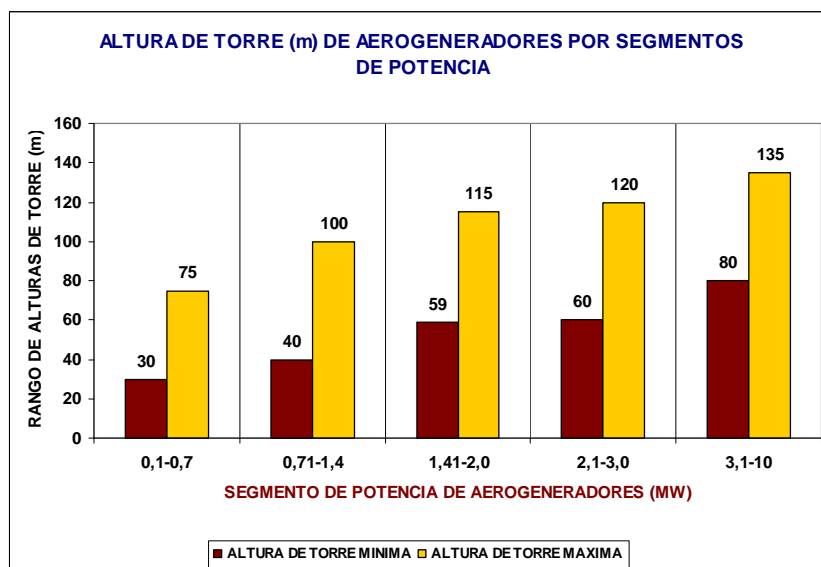


Gráfico 2.4.1.7. Estadística de las alturas de torre máxima y mínima utilizados en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) por segmentos de potencia (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

ALTURA DE TORRE AEROGENERADORES ON-SHORE (m)

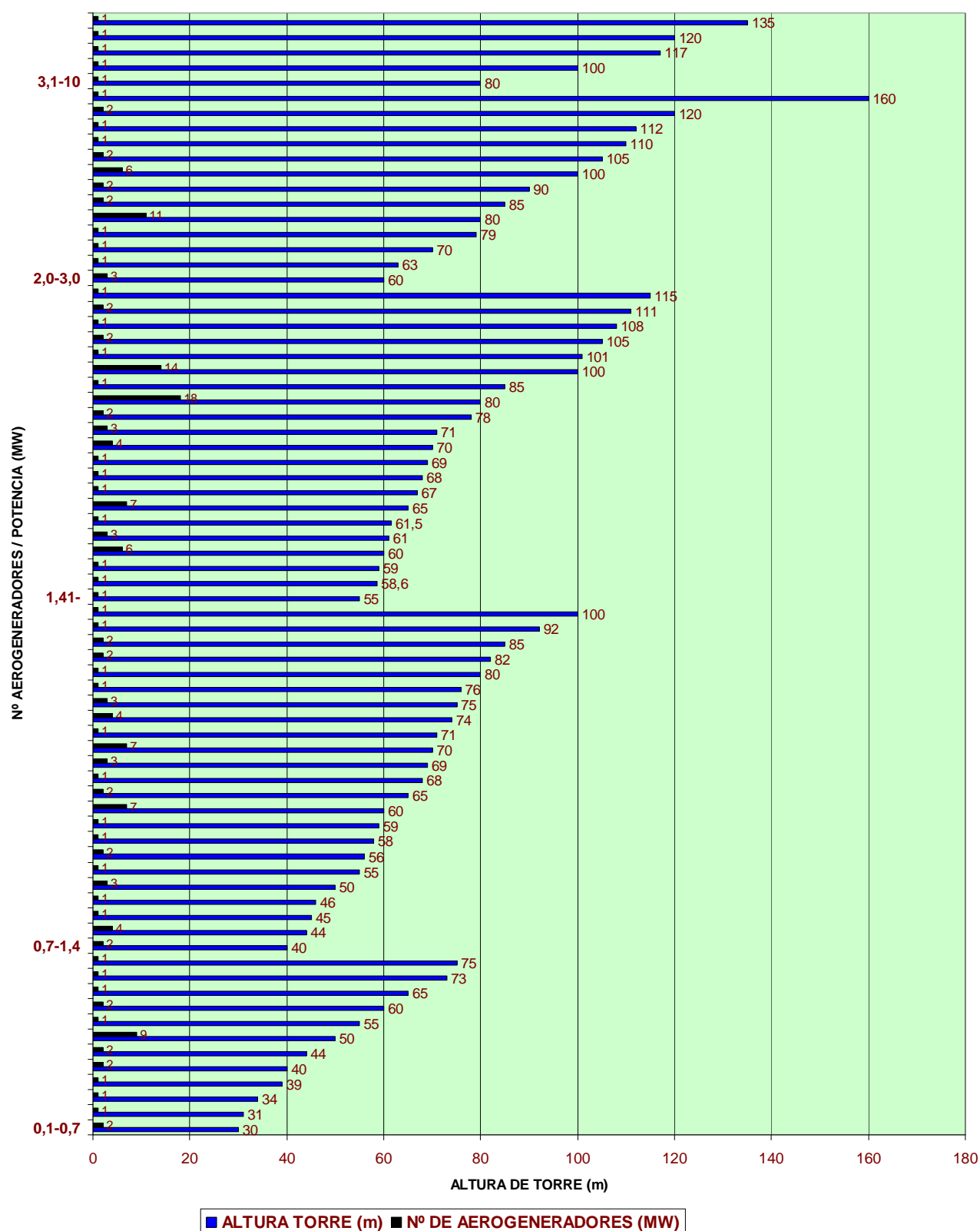


Gráfico 2.4.1.8. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) por segmentos de potencia (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- **Conexión a la red:** el 100% de los aerogeneradores estudiados son para aplicación de conexión a red eléctrica general. Existen 2 modelos de 250kW (fabricante WES) y 225 kW (fabricante ACSA) que además disponen de sistema híbrido para conexión aislada fuera de red. La aplicación para redes

aisladas es utilizada mayoritariamente en aerogeneradores del tipo mini-eólica (potencias menores de 100 kW).

- Nº de Palas del aerogenerador: solo 5 modelos de aerogeneradores montan 2 palas (5,1 % del total) mientras el restante 94,9 % montan 3 palas.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.3. Características técnicas generales de los aerogeneradores Onshore.

Se presentan a continuación las tablas resumen con las características técnicas generales de los aerogeneradores en producción y en catálogo de cada uno de los fabricantes de aerogeneradores Onshore seleccionados para el estudio de investigación de esta tesis y que corresponden a la información pública disponible de sus productos (aerogeneradores tipo Onshore) a través de sus fichas técnicas de producto, catálogos comerciales, información de su página web y datos de organismos y consultoras especializadas del sector eólico (Fuente: Vestas, Siemens, GE, Enercon, Gamesa y otros fabricantes de aerogeneradores).

• **Vestas: los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.1.**

[CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE](#)

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE									
			VESTAS									
			V80 (2 MW)	V90 (1,8 MW)	V90 (2 MW)	V100 (1,8 MW)	V82 (1,65 MW)	V52 (850 KW)	V90 (3 MW)	V112 (3 MW)		
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW)	2	1,8	2	1,8	1,65	0,85	3	3		
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	200-116	1800-12	2000-12	1800-12	1650-13	850-16	3000-15	3000-12		
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60		
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA (W2/W2II) (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	-	-	-	-	CLASE IA	CLASE IA	-		
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA (W2) (emplazamientos de vientos medios)	-	CLASE IIA	-	-	CLASE IIA	CLASE IIA	CLASE IIA	CLASE IIA		
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-	-	-	-	-		
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIA (W2II) (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	CLASE IIIA	CLASE IIIA	-	-	-	CLASE IIIA		
	GENERAL	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-	-	-	-	-		
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-	-	-	-	-	-		
		Velocidad de arranque: m/s	4	4	4	4	3,5	4	3,5	3		
		Velocidad de corte: m/s	25	25	25	20	20	25	25	25		
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m3)	16	12	12	12	13	16	15	12		
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO		
		Sistema de Giro de Nacelle: N° Motores	4	6	6	4	4	4	6	6		
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE		
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch		
Tipo de Sistema de cambio de paso: Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO		HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO			
Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)		MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA			
Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / N°		Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	N.A.			
Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros		Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera			
Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)		Estándar	Estándar	Estándar	Especial (1500)	Estándar	Estándar	Estándar	Especial (1500)			
Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
ROTOR		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja T° / Alta T°	-20 + 40 / -30 + 40	-20 + 40 / -30 + 40	-20 + 40 / -30 + 40	-20 + 40 / -30 + 40	-20 + 40 / -30 + 40	-20 + 40 / -30 + 40	-20 + 40 / -30 + 40	-20 + 40 / -30 + 40		
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-3	SI / IEC 61024-5	SI / IEC 61024-5		
	Diámetro de rotor (m)	80	90	100	82	52	80	80	112			
	Área de barrido de palas (m2)	5027	6362	6362	7850	5281	2124	6362	9852			
	Velocidad de giro del rotor (rpm)	10,8-19,1	9,3-16,3	9,3-16,3	N.A.	14,4	14-31,4	8,6-18,4	N.A.			
	Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE			
	Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a agujas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj			
	Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	18	18	18	N.A.	43	10	22	N.A.			
	Peso total del aerogenerador (Toneladas)	243,5; 222,5; 259,5; 254,5; 304,5	256,1; 314,1; 353,1; 243,1	256,1; 314,1; 353,1; 243,1	N.A.	N.A.	N.A.	257,1; 317,1; 367,1	N.A.			
	Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	87	88	88	N.A.	95	32	92	N.A.			
	Peso total de la góndola	69	70	70	70	52	22	70	N.A.			
	MULTIPLICADORA	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Tipo de Multiplicación: N° ejes Planetarios / N° etapas Ejes paralelos-Helicoidales	3 etapas / Helicoidales	3 etapas / Helicoidales	3 etapas / Helicoidales	3 etapas / Helicoidales	3 etapas / Helicoidales	1 etapa / 2 etapas	2 etapas / Helicoidales	2 etapas / Helicoidales		
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite		
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		
		Sistema de freno: en multiplicadora (pie de alta)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Tipo: Jaula de araña: Asíncrono (Doblemente alimentado / Estándar); Síncrono (Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes); Direct Drive.	Asíncrono	Asíncrono	Asíncrono	Asíncrono	Asíncrono	Asíncrono	Asíncrono	Asíncrono		
Potencia nominal (MW)		2	1,8	2	1,8	1,65	0,85	3	3			
Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz		690	690	690	690	690-600	690	690	690			
Frecuencia del Generador: 50-60 Hz		50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60			
Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros		IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54			
Nº de Polos (50 / 60 Hz)		4	4 / 6	4 / 6	4	4	4	4	N.A.			
Velocidad de giro (rpm): 50 Hz-60 Hz		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	1500 / 1650	N.A.	N.A.			
Intensidad nominal de estado (A) (A Tensión Nominal)		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.			
Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.			
Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.			
CONVERTIDORES		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	Full Converter		
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
	Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Crow bar activo	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Base de Torre	Nacelle	Nacelle	Nacelle			
	Tipo de Anemómetro: Ultrasónico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico			
	Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco			
	Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Exterior al aerogenerador / Exterior a la Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Base de Torre	Base de torre	Nacelle	Nacelle			
	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico			
	Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica			
	PALAS	Torre: nº de tramos/secciones	3,4	3,4	3,4	3,5	3,4	3	3,4	3,4		
		Altura total de la torre (m)	60, 67, 78, 100	80, 95, 105, 125	80, 95, 105, 125	80, 95	70, 78	44, 49, 55, 65, 74	80, 90, 105	84, 94, 109		
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.		
		Peso total de la torre (Toneladas)	137, 116, 153, 148, 108	148, 206, 245, 335	148, 206, 245, 335	N.A.	105, 115, 125	45, 50, 60, 75, 95	145, 205, 265	N.A.		
		Cimentación de la torre: Tipo	Cemento-Viola	Cemento-Viola	Cemento-Viola	Cemento-Viola	Cemento-Viola	Cemento-Viola	Cemento-Viola	Cemento-Viola		
		Elevador de torre: SI / NO	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI		
		Longitud de las palas (m)	39	44	44	49	N.A.	N.A.	44	54,6		
Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.			
Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada		Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)			
Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)		Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar			
Peso total de la pala (Toneladas)		6,5	6,7	6,7	N.A.	N.A.	N.A.	6,7	N.A.			
Peso total de las palas (Toneladas)		19,5	20,1	20,1	N.A.	N.A.	N.A.	20,1	N.A.			
Nº de Palas		3	3	3	3	3	3	3	3			
CONEXIÓN A RED		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio + Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio + Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio + Fibra de Carbono		
		Material de las palas(Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliesther	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy		
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI		
		Balizado de Palas: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento		
	Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento			
	Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación			
	Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV			
	Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar			
	CONTROL	Sistema de control	VMP	VMP	VMP	VMP	VMP	VMP	VMP	ACM		
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Sensor de Hielo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI		
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI		
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m3 ; 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje (-8 m/s)	N.A.	104	104	104,1	103,5	100	106,9	102,8		
Control de carga de palas: SI / NO		NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO			
Pazo medio de montaje por aerogenerador (Días)		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.			
Tipo de área requerida: Estándar / Especial / Diseño propio		Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar / Diseño propio			
MONTAJE EN PARQUE		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque (Versiones): Estándar / Baja T° / Alta T° / Pulso Desertico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos		
		Cumplimiento del Tipo de Balizamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar / Baja T° / Bajo Ruido	Estándar / Baja T° / Bajo Ruido	Estándar / Baja T° / Bajo Ruido	Estándar / Baja T° / Bajo Ruido	Estándar / Baja T° / Bajo Ruido	Estándar / Baja T° / Bajo Ruido	Estándar / Baja T° / Bajo Ruido	Estándar / Baja T° / Bajo Ruido		
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI		
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
		Normativa aplicable en certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT08		
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
	Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI		SI	SI			
	Certificación de curva de potencia: IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Certificación de cargas mecánicas: IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Certificación de ensayos de palas: IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Certificación de ensayos de calidad de energía: IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico: IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores: IEC 61400-01-02	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Certificación de ensayos de seguridad: IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	Certificación de diseño estructural: I SO 2384	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
	MANTENIMIENTO	Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador: IEC 60204-1	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI		
Mantenimiento Predictivo: SI / NO		NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO			
Mantenimiento Preventivo: SI / NO		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
Contrato de Mantenimiento otorgado por el fabricante: SI / NO		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI			
Producción de energía												
Coste de energía												
OTROS												

• **General Electric-GE:** los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.2.

[CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE](#)

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE		
			GENERAL ELECTRIC-GE		
			1,5 sle (1,5 MW)	1,5 xle (1,5 MW)	2,5 xl (2,5 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA-RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW). Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s) Disponibilidad del aerogenerador (%) Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	1,5 1500-14 98 50-60	1,5 1500-11,5 98 50-60	2,5 2500-12,5 N.A. 50-60
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WZII/WZIII (emplazamientos de vientos altos)	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos medios)	CLASE IIA		CLASE IIIB
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	CLASE IIIB	CLASE IIIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIA/WZII (emplazamientos de vientos altos)	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3,5	3,5	3
		Velocidad de corte: m/s	25	20,5	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	14	11,5	12,5
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	4	4	4
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRÁULICO / ELÉCTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2
		Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (< 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.
	ROTOR	Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1
		Diámetro de rotor (m)	17	100	100
		Área de barrido de palas (m²)	4657	5346	7854
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	N.A.	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguja del reloj / contrario a agujas del reloj	Aguja del reloj	Aguja del reloj	Aguja del reloj
	PESOS	Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
NACELLE	MULTIPLICADORA	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI	SI
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos-Helicoidales	N.A.	N.A.	N.A.
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	N.A.	N.A.
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de freno: en multiplicadora (eje de alta)	SI	SI	SI
	GENERADOR	Tipo: Jaula de ardilla: Asíncrono (Doblemente alimentado / Estándar); Síncrono (Excitación independiente / Bobinado Multipolo / Imanes Permanentes); Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Síncrono - Imanes Permanentes
		Potencia nominal (MW)	1,5	1,8	2,5
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54	IP54
		Nº de Poles (50 / 60 Hz)	N.A.	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	N.A.	N.A.	N.A.
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	Full Converter
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI
		Crow bar activo	SI	SI	SI
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle	Nacelle
	GENERAL	Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco / Líquido	Seco / Líquido	Seco / Líquido
		Ubicación del Transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
TORRE		Torre: nº de tramos/secciones	3, 4	3, 4	3, 4
		Altura total de la torre (m)	65, 80	80	75, 85, 100
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Cimentación de la torre: Tipo.	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola
		Elevador de torre: SI / No	NO	NO	SI
PALAS		Longitud de las palas (m)	N.A.	N.A.	N.A.
		Perfil de las palas: Tipo de perfil aerodinámico	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Nº de Palas	3	3	3
		Materiales de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	N.A.	N.A.	N.A.
		Materiales de las palas: Tipo de resina: Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliestir	N.A.	N.A.	N.A.
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	SI	SI	SI
CONEXIÓN A RED		Balanceo de Palas: SI / NO	NO	NO	SI
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación
CONTROL		Tensión de salida de transformación: 10-35 kV (60 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Alejadas	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de control	VindBoost / Windnertia / WindScada	VindBoost / Windnertia / WindScada	VindBoost / Windnertia / WindScada
		Monitorización remota via web: TCP/IP / Otros	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI	SI
MONTAJE EN PARQUE		Sensor de hielo: SI / NO	SI	SI	SI
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	SI	SI	SI
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³, 10 m sobre el buje / 10 m altura buje (> 5 m)	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Estándar	Estándar	Estándar
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos	Todos	Todos
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido
		Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	NO	SI
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Africa): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI
MANTENIMIENTO		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI
OTROS		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI
		Producción de energía			
		Calidad de energía			
		Nivel de ruido			

Sinovel: los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.3.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE

AEROGENERADOR: SISTEMAS		SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE									
				SINOVEL									
				SL150060 (1,5 MW)	SL150070 (1,5 MW)	SL150077 (1,5 MW)	SL150082 (1,5 MW)	SL300090 (3 MW)	SL3000100 (3 MW)	SL3000105 (3 MW)	SL3000110 (3 MW)	SL3000115 (3 MW)	
CARACTERÍSTICAS GENERALES	GENERAL	POTENCIA/ RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor técnico en MW) Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s) Disponibilidad del aerogenerador (%) Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	1,5 1500-14 N.A. 50-60	1,5 1500-12 N.A. 50-60	1,5 1500-11 N.A. 50-60	1,5 1500-10,5 N.A. 50-60	3 3000-13 N.A. 50-60	3 3000-12,5 N.A. 50-60	3 3000-12 N.A. 50-60	3 3000-11,87 N.A. 50-60	3 3000-11,5 N.A. 50-60	
		EMPLAZAMIENTO CLASE DE VIENTOS	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WIIWZIII (emplazamientos de vientos altos) Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE II/AWZII (emplazamientos de vientos medios) Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIB (emplazamientos de vientos bajos) Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE II/AWZII (emplazamientos de vientos bajos) Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos) Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	- - - - -	CLASE IA - - -	- - CLASE IIA -	- - CLASE IIB -	- - -	CLASE IIA CLASE IIA -	- CLASE IIA -	- -	- CLASE IIA CLASE IIA	
		Velocidad de arranque: m/s	3	3	3	3	3,5	3	3	3	3	3	
		Velocidad de corte: m/s	25	25	20	20	25	25	25	25	25	25	
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	14,2	11	11	10,5	13	12	12	11,5	11,5	11,5	
		Intensidad de turbulencia (viento %)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	Variable-Pitch ELECTRICO	
ROTOR	GENERAL	Tipo de Sistema de Control de Paso: Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)											
		Tipo de Rodamiento del tren de Potencia / NP	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	
		Freno Aerodinámico Primario: Pálas en Bandera / Otros	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	-15 - 45 / -30 - 45 / N.A.	
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-3	SI / IEC 61024-3	SI / IEC 61024-4	SI / IEC 61024-5	SI / IEC 61024-5	SI / IEC 61024-6	
		Dámetro de rotor (m)	60	77,4	82,9	90	100	105	110	115	115	115	
		Área de barrido de pallas (m²)	2827	3892	4705	5387	6590	8042	8659	9498	10387	10387	
PESOS	GENERAL	Velocidad de giro del rotor (rpm)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	
		Senado de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a agujas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Peso total de la góndola	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
GENERADOR	GENERAL	Refrigeración: Tipo Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Sistema de freno en multiplicadora (ase de agua)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Tipo: Junta de anclaje: Asíncrono: Doblemente Alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación Independiente / Bobinado Magnético / Inmanes Permanentes; Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado
		Potencia nominal (MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	3	3	3	3	3	3	
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	
		Clase de Protección: IP54 / IP44 / Otros	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Nº de Pólos (50 / 60 Hz)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	1000-2000 / 1200-2400	1000-2000 / 1200-2400	1000-2000 / 1200-2400	1000-2000 / 1200-2400	600-1400 / 800-1600	600-1400 / 800-1600	600-1400 / 800-1600	600-1400 / 800-1600	600-1400 / 800-1600	600-1400 / 800-1600	
CONVERTIDORES	GENERAL	Intensidad nominal de etapas (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	0,95 CAP - 0,9 IND	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	
		Convertores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Cable bruto activo	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	
TORRE	GENERAL	Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Exterior al aerogenerador / Exterior a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Altura total de la torre (m)	65	65	60, 70, 80	60, 70, 80, 100	80, 90	80, 90, 100, 110	80, 90, 100, 110	80, 90, 100, 110	90, 100, 110	90, 100, 110	
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Cimentación de la torre: Tipo	Cemento-Virota	Cemento-Virota	Cemento-Virota	Cemento-Virota	Cemento-Virota	Cemento-Virota	Cemento-Virota	Cemento-Virota	Cemento-Virota	Cemento-Virota	
		Elevador de torre: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
PALAS	GENERAL	Longitud de las palas (m)	29	34	38	40, 25	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Nº de Palas	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliestere	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
CONEXIÓN A RED	GENERAL	Balanceo de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
		Normativa aplicable en España: Requisitos de conexión a la red nacional	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Normativa Internacional aplicable: Requisitos de conexión a internacionales	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	
		Sistema de control	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
CONTROL	GENERAL	Sistema de control de potencia en parquí: Potencia Activa-Reactiva	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³ ; 10 m sobre el suelo ; 80 m altura buje (> 8 m/s)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
		Piazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	
		Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	
		Requisitos Criterios según tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	GENERAL	Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	
		Elevadores de interior de torre disponibles: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Normativa aplicable en certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia/Oceania / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT02	IEC WT03	IEC WT04	IEC WT05	IEC WT06	IEC WT07	IEC WT08	IEC WT09	IEC WT09	
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Certificación de carga de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Certificación de ensayos de pala s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
MANTENIMIENTO	GENERAL	Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60024-1	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Contrato de Mantenimiento otorgado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	
		Producción de energía											
Calidad de energía													
OTROS													

• **Enercon:** los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.4.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE					
			ENERCON					
			E-33 (330 KW)	E-44 (300 KW)	E-48 (300 KW)	E-53 (300 KW)	E-70 (2,3 MW)	E-82 (2 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA-RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	0,33	0,9	0,8	0,8	2,3	2
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	330-13	900-16	800-14	800-13	2300-15	2000-12
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	97	97	97	97	97	97
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA (WZIIII) (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	CLASE IA	-	-	CLASE IA	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos medios)	CLASE IIA	-	CLASE IIA	-	CLASE IIA	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-	-	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-	CLASE S (Vav = 7,5; Vmax = 57 m/s)	-	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3	2,5	2,5	2	2,5	2,5
		Velocidad de corte: m/s	28-34	28-34	28-34	28-34	28-34	28-34
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	13	16	14	13	15	12
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO
		Tipo de Sistema de cambio de paso: Variable: HIDRAULICO / ELECTRICICO	DIRECT DRIVE	DIRECT DRIVE	DIRECT DRIVE	DIRECT DRIVE	DIRECT DRIVE	DIRECT DRIVE </td
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	Cónico / 2	Cónico / 2	Cónico / 2	Cónico / 2	Cónico / 2	Cónico / 2
NACELLE	ROTOR	Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
		Sistema Paravientos / Normativa	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-3
		Dámetro de rotor (m)	33,4	44	48	52,9	71	82
		Área de barrido de palas (m²)	876	1521	1810	2198	3959	5281
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	18 - 45	12 - 34	16 - 30	12,0 - 29,0	6,0 - 21,5	6,0 - 19,5
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a agujas del reloj	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	PESOS	Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	MULTIPLICADORA	Peso total de la góndola	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Refrigeración: Tipo	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	GENERADOR	Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de freno: en multiplicadora (aje de alta)	SI (EJE)	SI (EJE)	SI (EJE)	SI (EJE)	SI (EJE)	SI (EJE)
		Tipo: Jaula de araña; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Inanes Permanentes; Direct Drive.	Síncrono Bobinado Multipolos Direct Drive	Síncrono Bobinado Multipolos Direct Drive	Síncrono Bobinado Multipolos Direct Drive	Síncrono Bobinado Multipolos Direct Drive	Síncrono Bobinado Multipolos Direct Drive	Síncrono Bobinado Multipolos Direct Drive
		Potencia nominal (MW)	0,33	0,9	0,8	0,8	2,3	2
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690	690	690	690
CONVERTIDORES	GENERAL	Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54
		Nº de Poles: 50 / 60 Hz	Multipolos	Multipolos	Multipolos	Multipolos	Multipolos	Multipolos
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	18 - 45	12 - 34	16 - 30	12,0 - 29,0	6,0 - 21,5	6,0 - 19,5
		Intensidad nominal de estar (A) (a Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	Full Converter	Full Converter	Full Converter	Full Converter	Full Converter	Full Converter
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Crow bar activo	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Base de Torre	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco
	TORRE	Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
		Torre: nº de tramos/secciones	2, 3	2, 3, 4	2, 3, 4	2, 3, 4	2, 3, 4	2, 3, 4
		Altura total de la torre (m)	37-50	45-55	50-75	60-73	57-113	75-138
PALAS	GENERAL	Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Cimentación de la torre: Tipo.	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola
		Elevador de torre: SI / No	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Longitud de las palas (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	CONEXIÓN A RED	Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Nº de Palas	3	3	3	3	3	3
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
		Material de las partes (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliester	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	SI	SI
	CONTROL	Balizado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
MONTAJE EN PARQUE	GENERAL	Material de conexión a red: Cables Transformación / Otros	Cables Transformación	Cables Transformación	Cables Transformación	Cables Transformación	Cables Transformación	Cables Transformación
		Tensión de cable de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas	Estándar / Aisladas	Estándar	Estándar / Aisladas	Estándar / Aisladas	Estándar	Estándar
		Sistema de control	SCADA	SCADA	SCADA	SCADA	SCADA	SCADA
		Monitorización remota vía web: TCP/IP / Otros	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³; 10 m sobre el suelo / 80 m altura baja / 2 a 8 m/s	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo / Desierto / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido
		Cumplimiento del Tipo de Mantenimiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
MANTENIMIENTO	GENERAL	Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT02	IEC WT03	IEC WT04	IEC WT05	IEC WT06
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, orientaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	MANTENIMIENTO	Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI	SI	SI	SI
OTROS	OTROS	Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Producción de energía						
		Calidad de energía						
		Nivel de ruido						

• **Goldwind:** los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.5.

[CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE](#)

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE			
			GOLDWIND			
			GOLDWIND S43/600 (600 KW)	GOLDWIND S48/750 (750 KW)	GOLDWIND 62/1200 (1200 KW)	GOLDWIND 70/1500 (1500 KW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	0,6	0,75	1,2	1,5
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	600-15	750-14	1200-12	1500-11,8
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	50	50	50
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA W2/W2II (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/W2II (emplazamientos de vientos medios)	-	CLASE IIA	CLASE IIA	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/W2I (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3,2	4	3	3
		Velocidad de corte: m/s	25	23	25	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	15	14	12	11,8
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	2	2	4	4
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	FUJA	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Staff	Variable-Staff	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	DIRECT DRIVE	DIRECT DRIVE
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Estériles / 2	Estériles / 2	Estériles / 2	Estériles / 2
		Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja T° / Alta T°	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
	ROTOR	Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2
		Diámetro de rotor (m)	20	49	62	70,5
		Área de barrido de palas (m²)	1466	1866	3019	3904
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	17,8 - 26,8	11-20	11-20	8-19
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	FUJA	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	12	14	30	28
	PESOS	Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	35	36	80	78
		Peso total de la góndola	23	22	50	50
		Peso total de la góndola	23	22	50	50
CARACTERÍSTICAS DE COMPONENTES	MULTIPLICADORA	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI	NO	NO
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	2 etapas / 1 etapas	2 etapas / 1 etapas	N.A.	N.A.
		Relación de multiplicación (Ratio)	1,56	N.A.	N.A.	N.A.
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	N.A.	N.A.
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	GENERADOR	Sistema de freno: en multiplicadora (eje de alta)	SI	SI	NO	NO
		Tipo: Jaula de arrolla; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes, Direct Drive.	Asíncrono (Estándar - Velocidad dual)	Asíncrono Doblemente alimentado	Síncrono: Excitación independiente	Síncrono: Excitación independiente
		Potencia nominal (MW)	0,6	0,75	1,2	1,5
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50	50	50	50
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Nº de Polos (50 / 60 Hz)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	Full Converter	Full Converter
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI	SI
		Crow bar activo	SI	SI	SI	SI
	GENERAL	Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Regulación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	SI	Nacelle	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Velea	Ultra-Sónico / Velea	Ultra-Sónico / Velea	Ultra-Sónico / Velea	Ultra-Sónico / Velea
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Exterior al aerogenerador / Exterior a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre
TORRE	TORRE	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Hidráulico	Hidráulico	Eléctrico	Eléctrico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Altura total de la torre (m)	40-50	50-60	70	65-85
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
PALAS	PALAS	Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Cimentación de la torre: Tipo.	Cemento-Viola	Cemento-Viola	Cemento-Viola	Cemento-Viola
		Elevador de torre: SI / No	NO	NO	NO	NO
		Longitud de las palas (m)	19,1	23,5	N.A.	34
		Perfil de las palas (Tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
CONEXIÓN A RED	CONEXIÓN A RED	Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Nº de Palas	3	3	3	3
CONTROL	CONTROL	Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Políester	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy
		Detección de hielo en Pala: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Balizado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
MONTAJE EN PARQUE	MONTAJE EN PARQUE	Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Tipo de redes de conexión: Estándar / Dobles / Asiladas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de control	SCADA	SCADA	SCADA	SCADA
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	NO	NO	NO	NO
MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO	Sensor de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³; 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje / > 8 m/s	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Piazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
OTROS	OTROS	Tipo de guía requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico / Baja Radiación / Alta Corrosión	Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico	Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico	Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico	Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico
		Cumplimiento del Tipo de Balizamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	NO	NO	NO
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Océano / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI	SI	SI
MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO	Mantenimiento Predictivo: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Producción de energía	SI	SI	SI	SI
		Calidad de energía	SI	SI	SI	SI
OTROS	OTROS	Nivel de ruido	SI	SI	SI	SI

Siemens: los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.6.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE			
			SIEMENS			
			SWT 2.3-82 VS (2.3 MW)	SWT-2.3-93 (2.3 MW)	SWT-2.3-101 (2.3 MW)	SWT-3.6-107 (3.6 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA-RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	2.3	2.3	2.3	3.6
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW·m/s)	2300-13	2300-13	2300-12	3600-13
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE I A (W/WZII) (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IIA	CLASE IIA	CLASE IIA	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA (WZII) (emplazamientos de vientos medios)	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	CLASE IIA	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-
	GENERAL	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-	-
		Velocidad de arranque: m/s	3	4	4	3
		Velocidad de corte: m/s	25	23	25	25
	ROTOR	Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1.225 kg/m³)	13	13	12	13
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACIÓN	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	8	8	8	6
	MULTIPLICADORA	Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso: Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA
NACELLE	GENERAL	Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Estériles / 2	Estériles / 2	Estériles / 2	Estériles / 2
		Freno Aerodinámico: Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	SI	SI	SI
	PESOS	Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2
		Diámetro de rotor (m)	82.4	93	101	107
		Área de barrido de palas (m²)	5300	8800	8000	5000
	ROTOR	Velocidad de giro del rotor (rpm)	6 - 18	6 - 16	6 - 16	5 - 13
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Agujas del reloj / contrario a agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	54	60	62	95
	PESOS	Peso total del aerogenerador (Toneladas)	294	304	306	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	136	142	144	N.A.
		Peso total de la góndola	82	82	82	125
		Multiplicadores: Velocidad SI / NO	SI	SI	SI	SI
	MULTIPLICADORA	Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	3 etapas / Helicoidal	3 etapas / Helicoidal	3 etapas / Helicoidal	3 etapas / Helicoidal
		Relación de multiplicación (Ratio)	1 : 91	1 : 91	1 : 91	1 : 119
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	GENERADOR	Sistema de freno: en multiplicadora (eje de alta)	SI	SI	SI	SI
		Tipo: Jaula de arrollado; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes: Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado
		Potencia nominal (MW)	2.3	2.3	2.3	3.6
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690	690
	CONVERTIDORES	Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54	IP54	IP54
		Nº de Polos (50 / 60 Hz)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	N.A.	1500	1500	1500
PALAS	GENERAL	Intensidad nominal de sensor (A) (a Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas periódicas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM
	CONVERTIDORES	Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI	SI
		Crow bar activo	SI	SI	SI	SI
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI
	GENERAL	Ubicación Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Base de Torre	Base de Torre	Base de Torre	Base de Torre
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonido / Analógico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre
	TORRE	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Altura total de la torre (m)	80	80	101	80
	PALAS	Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	158	162	162	N.A.
		Ornamentación de la torre: Tipo	Cemento-Vidrio	Cemento-Vidrio	Cemento-Vidrio	Cemento-Vidrio
		Elevador de torre: SI / No	SI	SI	SI	SI
	PALAS	Longitud de las palas (m)	40	45	49	52
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	NACA 63.xxx + FFAxxx	NACA 63.xxx + FFAxxx	NACA 63.xxx + FFAxxx + SWPxxx	NACA 63.xxx + FFAxxx
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punto de Pala: Estándar / Especial (Ruido / Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
	CONEXIÓN A RED	Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Nº de Palas	3	3	3	3
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
	CONTROL	Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliéster	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Balzado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
	CONTROL	Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación
	MONTAJE EN PARQUE	Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34.5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34.5 kV	10-35 kV / 34.5 kV	10-35 kV / 34.5 kV	10-35 kV / 34.5 kV
		Tipo de red de conexión: Estándar / Débiles / Asiladas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de control	SCADA	SCADA	SCADA	SCADA
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI (WPS)	SI (WPS)	SI (WPS)	SI (WPS)
	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI	SI	SI
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	SI	SI	SI	SI
	MANTENIMIENTO	Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³ ; 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje / > 8 m/s	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
	OTROS	Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo / Dársena / Ruido / Baja / Alta Corrosión	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balzado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	SI	SI	SI	SI
	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Normativas aplicadas de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Africa): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT04
	MANTENIMIENTO	Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI
	OTROS	Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400/01-02	SI	SI	SI	SI
	MANTENIMIENTO	Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI
	OTROS	Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Producción de energía				
		Calidad de energía				
	OTROS	Nivel de ruido				

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE

upna
Universidad Pública de Navarra
Nafarroako Unibertsitate Publikoa

• **Suzlon:** los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.8.

[CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE](#)

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE				
			SUZLON				
			S52 (600 KW)	S64 (1,25 MW)	S66 (1,25 MW)	S82 (1,5 MW)	S88 (2,1 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	0,6	1,25	1,25	1,5	2,1
		Rendimiento real de la curva de potencia (KW-m/s)	600-13	1250-14	2000-14	1500-14	2100-14
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	EMPLAZAMIENTOS: CLASE DE VIENTOS	Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	50	50	50	50-60
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE I A WZII/WZII (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IIA	CLASE IIA	-	-	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	CLASE IIIA	CLASE IIIA	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-	-	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	4	3,5	3	4	4
		Velocidad de corte: m/s	25	25	22	20	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	13	14	14	14	14
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	2	4	4	4	4
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	FIJA	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso: Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIFICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIFICADORA	MULTIFICADORA	MULTIFICADORA	MULTIFICADORA	MULTIFICADORA
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Estériles / 2	Estériles / 2	Estériles / 2	Estériles / 2	Estériles / 2
		Forma Aerodinámica Pálas: Pálas en Bandera / Otras	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	NO	NO	NO	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	52	64	66	82	79
		Área de barrido de pálas (m²)	2124	3217	3421	5281	6262
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	26,19	13,5 - 20,3	13,5 - 20,3	15,6 - 18,4	15,0 - 17,6
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	FIJA	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Agujas del reloj / contrario a agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	PESOS	Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
NACELLE	MULTIFICADORA	Multiplicadora: Utiliza (SI / NO)	SI	SI	SI	SI	SI
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	1 etapa / 2 etapas	1 etapa / 2 etapas	1 etapa / 2 etapas	2 etapa / 2 etapas	1 etapa / 2 etapas
		Relación de multiplicación (Ratio)	1: 63,6	1: 74,9	1: 74,9	1: 95,09	1: 98,8; 1: 118,1
	GENERADOR	Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de freno: en multiplicadora (eje de alta)	SI	SI	SI	SI	SI
		Tipo: Jaula de araña; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes, Direct Drive.	Asíncrono (Jaula de araña)	Asíncrono (Jaula de araña - Velocidad dual)	Asíncrono (Jaula de araña - Velocidad dual)	Asíncrono (Estandar-Slip Rings)	Asíncrono (Estandar-Slip Rings)
		Potencia nominal (MW)	0,6	1,25	1,25	1,5	2,1
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690	690	690 / 600
	CONVERTIDORES	Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50	50	50	50	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otras	IP56	IP56	IP56	IP54 / IP23	IP54 / IP23
		Nº de Polos (50 / 60 Hz)	4	4	4	4	4
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	1338	1006/1506; 1007/1507	1006/1506; 1007/1507	1511	N.A.
		Intensidad nominal de estar (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otras	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM
		Convertidores con IGBT: SI / NO	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Soporte a huecos de tensión	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Crow bar activo	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Base de Torre	Base de Torre	Base de Torre	Base de Torre	Base de Torre
	GENERAL	Tipo de Anemómetro: Ultrasónico / Analógico / Voleta	Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco
		Ubicación de transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre
TORRE	TORRE	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Celosía	Celosía / Metálica	Celosía / Metálica	Metálica	Metálica
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	4
		Altura total de la torre (m)	73	54; 63; 72	54; 63; 73	76	78
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
PALAS	PALAS	Cimentación de la torre: Tipo.	Pilote Cemento	Cemento-Virola / Pilote Cemento	Cemento-Virola / Pilote Cemento	Cemento-Virola	Cemento-Virola
		Elevador de torre: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Longitud de las palas (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
CONEXIÓN A RED	CONEXIÓN A RED	Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Nº de Palas	3	3	4	5	6
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliéster	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
CONTROL	CONTROL	Balizado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celosía Transformación / Otras	Celosa Transformación	Celosa Transformación	Celosa Transformación	Celosa Transformación	Celosa Transformación
MONTAJE EN PARQUE	MONTAJE EN PARQUE	Tensión de celosa de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV / 34,5 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de control	SCADA-SCS (SUZLON CONTROL SYSTEM)	SCADA-SCS (SUZLON CONTROL SYSTEM)	SCADA-SCS (SUZLON CONTROL SYSTEM)	SCADA-SCS (SUZLON CONTROL SYSTEM)	SCADA-SCS (SUZLON CONTROL SYSTEM)
		Monitorización remota vía web: TCP/IP / Otras	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	NO	NO	NO	NO	NO
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Sensor de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³; 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje (> 8 m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otras	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Baja Humid / Alta Humid	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Baja Humid / Alta Humid	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Baja Humid / Alta Humid	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Baja Humid / Alta Humid	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Baja Humid / Alta Humid	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Baja Humid / Alta Humid
		Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pálas): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Africa):	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01
		Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI
MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO	Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI	SI
OTROS	OTROS	Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400/01-02	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI	SI	SI
OTROS	OTROS	Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI	SI	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
OTROS	OTROS	Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Producción de energía					
		Calidad de energía					
OTROS	OTROS	Nivel de ruido					

- DEC-Dongfang Electric Co:

El fabricante chino DONGFANG hasta el año 2012 fabrica aerogeneradores bajo licencia de diseño de producto de la firma Re-Power. La gama de productos actual que ofertan en el mercado chino exclusivamente es de aerogeneradores On-Shore de 1,5 y 2,5 MW de potencia, con diámetros de rotor de 70 y 75 metros, velocidad variable y sistema de cambio de paso de palas tipo pitch. Información técnica adicional sobre sus productos no está disponible de manera pública en la actualidad por lo que dentro del alcance de esta investigación no se han podido obtener más datos de características técnicas de los aerogeneradores que fabrican.

Re-Power: los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.9.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE			
			REPOWER			
			MM82 (2,05 MW)	MM92 (2,05 MW)	3XM (3,3 MW)	5M (5 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA-RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	2,05	2,05	3,3	5
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	2050-14	2050-12,5	3300-12,5	5000-13
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50	50
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA W2/W2III (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	-	-	CLASE IA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/W2II (emplazamientos de vientos medios)	-	CLASE IIA	CLASE IIA	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIV/W2II (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-
	GENERAL	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-	-
		Velocidad de arranque: m/s	3,5	3	3,5	3,5
		Velocidad de corte: m/s	25	24	25	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	14	12,5	12,5	13
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: N° Motores	-	-	-	-
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fijo	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso: Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / N°	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos-Móvil (CARB) / 2
		Freno Aerodinámico Primario: Pales en Bandera / Otros	Pales en Bandera	Pales en Bandera	Pales en Bandera	Pales en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	NO	NO	NO	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja T° / Alta T°	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-1	SI / IEC 61024-2	SI / IEC 61024-2
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	80	92,5	104	126
		Área de barrido de palas (m²)	5281	8720	8495	12469
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	8,5 / 17,1	7,8 / 15,6	7,1 / 14,3	6,9 / 12,1
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fijo	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a agujas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	PESOS	Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
NACELLE	MULTIPLICADORA	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI	SI	SI
		Tipo de Multiplicadora: N° etapas Planetarias / N° etapas Ejes paralelos	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas	2 etapa / 1 etapas
		Relación de multiplicación (Ratio)	1:105,4	1:120	1:87	1:87
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	GENERADOR	Sistema de freno: en multiplicadora (aje de alta)	SI	SI	SI	SI
		Tipo: Jaula de ardilla; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Inanes Permanentes; Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado
		Potencia nominal (MW)	2,05	2,05	3,3	5
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690 / 575	690 / 575	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50	50
	CONVERTIDORES	Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54	IP54	IP54
		N° de Pales (60 / 40 Hel)	4 / 6	4 / 6	4 / 6	4 / 6
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	900/1800; 720/1440	900/1800; 720/1440	600/1200	670/1170
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	N.A.	N.A.	SI	SI
		Cree bat activo	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasónico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco
		Ubicación de transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Nacelle
	GENERAL	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Eléctrico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
		Torre: n° de tramos/secciones	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Altura total de la torre (m)	59; 69; 80; 100	68,5; 78,5; 80; 100	78; 82; 95,5; 100	117
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
TORRE	PALAS	Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Cimentación de la torre: Tipo.	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola
		Elevador de torre: SI / No	NO	NO	NO	SI
		Longitud de las palas (m)	40	45,2	50,8	61,5
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
CONEXIÓN A RED	PALAS	Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		N° de Palas	3	3	3	3
CONTROL	CONEXIÓN A RED	Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliestér	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Balzado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
MONTAJE EN PARQUE	CONEXIÓN A RED	Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	N.A.	N.A.	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celosía Transformación / Otros	Celosa Transformación	Celosa Transformación	Celosa Transformación	Celosa Transformación
		Regulación de caída de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-20-30 kV	20-33 kV
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CONTROL	Tipo de redes de conexión: Estándar / Detalles / Aisladas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de control	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	NO	NO	NO	NO
MANTENIMIENTO	CONTROL	Senor de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³ ; 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje / > 8 m/s	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
OTROS	MONTAJE EN PARQUE	Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Cumplimiento del Tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otro	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo / Desierto / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja T°	Estándar / Baja T°	Estándar / Baja T°	Estándar / Baja T°
		Cumplimiento del Tipo de Balanzamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Elevadores de Interior de Torre dispositivos: SI / NO	NO	NO	NO	SI
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / ASIA / Corea-Japón / África): Certificación tipo para aerogeneradores: IEC WT01	IEC WT01	IEC WT02	IEC WT03	IEC WT04
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, orientaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 80204-1	SI	SI	SI	SI
MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO	Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI
OTROS	OTROS	Producción de energía				
		Calidad de energía				
OTROS	OTROS	Nivel de ruido				

- **Nordex:** los resultados se muestran en la Tabla de la Figura 2.4.2.3.10.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA ON-SHORE

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE					
			NORDEX					
			S70/1500 (1.5 MW)	S77/1500 (1.5 MW)	S82/1500 (1.25 MW)	N80/2500 (2.5 MW)	N90/2500 (2.5 MW)	N100/2500 (2.5 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	1.5	1.5	1.5	2.5	2.5	2.5
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-nv)	1500-13	1500-13	1500-13	2500-15	2500-13	2500-13
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	50	50	50-60	50-60	50-60
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA (W2/WZII) (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	-	-	CLASE IA	CLASE IA	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA (WZII) (emplazamientos de vientos medios)	-	CLASE IIA	-	-	CLASE IIA	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	CLASE IIA	-	CLASE IIA	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-	-	-
	GENERAL	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-	-	-	-
		Velocidad de arranque: m/s	3.5	3.5	3.5	3	3	3
		Velocidad de corte: m/s	25	25	25	25	25	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1.225 kg/m³)	13	13	12.5	14	13 / 14	13
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Vº Motores	4	4	4	4	4	4
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / N°	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2
		Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar 1000 m	Estándar 1000 m	Estándar 1000 m	Estándar 1000 m	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja T° / Alta T°	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	70	77	82	80	90	100
		Área de bando de palas (m²)	3848	4657	5281	5021	6362	7854
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	10.6 - 19	9.9-17.3	N.A.	10.8-18.9	9.6-16.8 / 10.3-18.1	9.6-14.9
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguja del reloj / contrario a agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj	Agujas del reloj
PESOS	MULTIPLICADORA	Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	33	35	33	52	54	56.5
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	189	191-242	240	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	88	91	89	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola	56	56	56	N.A.	N.A.	N.A.
		Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	GENERADOR	Tipo de Multiplicadora: N° etapas Planetarias / N° etapas Ejes paralelos	1 etapa / 2 etapas	1 etapa / 2 etapas	1 etapa / 2 etapas	1 etapa / 2 etapas	1 etapa / 2 etapas	1 etapa / 2 etapas
		Relación de multiplicación (Ratio)	1.94	1.104	1.74.9	1.68.7	1.77.44 / 1.92.9	1.77.5 / 1.93.2
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de freno: en multiplicadora (eje de alta)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	NACELLE	Tipo: Jaula de araña, Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar: Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes, Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado
		Potencia nominal (MW)	1.5	1.5	1.5	2.5	2.5	2.5
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690	690	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50	50	50	50	50-60	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54
		Nº de Poles 50 / 60 Hz	N.A.	N.A.	N.A.	6	6	6
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	1000-1950	1000-1950	1000-1950	740-1300	740-1300	740-1300 / 890-1560
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	0.90 CAP - 0.95 IND	0.90 CAP - 0.95 IND	0.90 CAP - 0.95 IND	0.90 CAP - 0.95 IND	0.95 CAP - 0.95 IND	0.95 CAP - 0.95 IND
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	1	1	1	1	1	1
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Crow bar activo	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	GENERAL	Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Exterior a aerogenerador / Exterior a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Hibrido	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico
TORRE	PALAS	Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Hibrida	Celosisa / Metálica	Celosisa / Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
		Torres: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	6
		Altura total de la torre (m)	65; 85; 96 (Celosisa); 114 (Celosisa)	61.5; 80; 85; 90; 100	80	60; 70; 80	70; 75; 80; 100; 120	80; 100; 140
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	100 (70 m)	100 (70 m); 151 (80 m)	151 (80 m)	111,1(60m); 143.9 (70m); 172.1(80m); 180.2 (90m)	N.A.	N.A.
	GENERAL	Cimentación de la torre: Tipo	Cemento-Virola / Pilote Cemento	Cemento-Virola / Pilote Cemento	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola	Cemento-Virola
		Elevador de torre: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Longitud de las palas (m)	34	37.5	N.A.	36.8	43.8	48.7
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
PALAS	PALAS	Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	5.9	6.5	N.A.	9	10.2	9.8
		Peso total de las palas (Toneladas)	17.7	19.5	N.A.	27	30.6	29.4
		Nº de Palas	3	3	3	3	3	3
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
	CONEXIÓN A RED	Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnado / Epoxy-Políester	Epoxy-Políester	Epoxy-Políester	Epoxy-Políester	Epoxy-Políester	Epoxy-Políester	Epoxy-Políester
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Balizado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
CONEXIÓN A RED	CONEXIÓN A RED	Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Cellosa Transformación / Otros	Cellosa Transformación	Cellosa Transformación	Cellosa Transformación	Cellosa Transformación	Cellosa Transformación	Cellosa Transformación
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34.5 kV (60 Hz)	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV / 34.5 kV	10-35 kV / 34.5 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
	CONTROL	PLC REMOTE MONITORING ISDN (NORDEX SYSTEM)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
CONTROL	CONTROL	Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³: 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje / > 8 m/s	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
	MONTAJE EN PARQUE	Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos
		Requerimientos Clínicos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja T° / Alta T°	Estándar / Baja T° / Alta T°	Estándar / Baja T° / Alta T°	Estándar / Baja T° / Alta T°	Estándar / Baja T° / Alta T°	Estándar / Baja T° / Alta T°
		Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
MONTAJE EN PARQUE	MONTAJE EN PARQUE	Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Otros): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT00	IEC WT01
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI	SI	SI
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	MANTENIMIENTO	Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	OTROS	Producción de energía						
		Calidad de energía						
	OTROS	Nivel de ruido					104.5/ 107 dB(A)	

Conclusiones preliminares:

Como resultado de la investigación y del análisis de los datos globales obtenidos del mercado de los modelos de aerogenerador de los 11 principales fabricantes de aerogeneradores On-Shore indicados en las Tablas de las Figuras anteriores 2.4.2.3.1 a 2.4.2.3.10 se desarrolla a continuación la síntesis de resultados obtenidos y las conclusiones preliminares:

Modelos de aerogeneradores por segmentos de potencia.

En cuanto al nº de modelos de aerogeneradores destaca la distribución por segmentos de potencia: se analiza el número de modelos de aerogenerador On-shore comercializados por rangos de potencia (con datos hasta diciembre de 2012 con un total de modelos analizados de 57 y algunos de ellos, con la misma potencia, presentan diversas variantes para cada uno de ellos en cuanto a diámetros de rotor y altura de torre, los cuales se sintetizan en la Figura 2.4.2.3.11.):

- El segmento desde los 100 kW hasta los 700 kW: presenta 3 modelos básicos (5,1 % del total). Indicar que este segmento fue el de partida en los años 80 y 90 del siglo XX y actualmente las potencias demandadas son mayores por parte de los clientes finales. Este tipo de aerogeneradores se están suministrando actualmente a países en vías de desarrollo fundamentalmente.
- El segmento desde los 700 kW a los 1,4 MW: presenta 12 modelos básicos (20,3 % del total).
- El segmento desde los 1,4 MW a los 2,0 MW: presenta 17 modelos básicos (28,8 % del total).
- El segmento de 2,1 MW hasta 3 MW presenta 23 modelos básicos (39 % del total). La demanda del sub-segmento de 2,1 MW a 3 MW es la que va a seguir aumentando en los próximos años debido a la demanda del mercado en relación a la potencia-rentabilidad de la inversión.
- El segmento desde los 700 kW a los 3 MW: presenta 52 modelos básicos (88,1 % del total). Dentro de este rango de potencias el sub-segmento de los 700 kW a los 2 MW es el que presenta el mayor nº de modelos del estudio (29 modelos con un 49,1 % del total) y corresponde con el rango de producto que más se ha vendido en el pasado en el mercado global hasta el año 2012.
- El segmento de > 3 MW hasta 10 MW ó más: en cuanto al nº de modelos de aerogeneradores presenta actualmente 4 modelos (6,8 % del total). Sin embargo es el segmento del futuro ya que la relación inversión-potencia generada va a ser superior que con modelos de menor potencia una vez que los diseños se optimicen. En la actualidad existen varios fabricantes desarrollando aerogeneradores con potencias mayores de 5 MW en fase de diseño, prototipos y certificación (no se indican al no disponerse de información pública oficial).

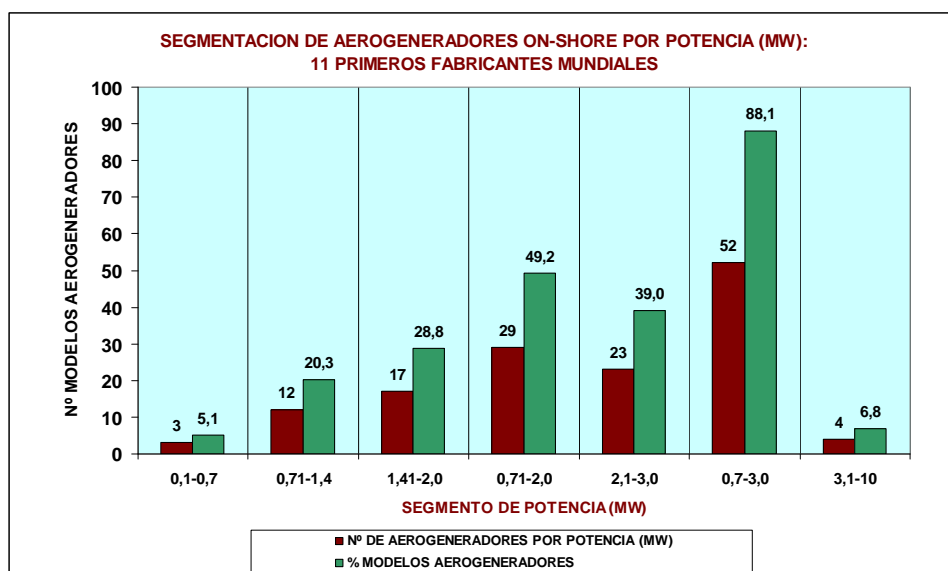


Figura 2.4.2.3.11. Estadística de segmentación por potencia en MW de modelos de aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

Características técnicas generales de tipo constructivo.

En cuanto a las características técnicas generales de tipo constructivo de los 57 modelos de aerogeneradores Onshore analizados se indican los aspectos técnicos identificados en la investigación, los cuales corresponden a los factores técnicos publicados por los propios fabricantes en sus catálogos de producto, páginas web y publicaciones. Sobre los mismos se ha llevado a cabo por parte del autor un estudio comparativo de cada característica técnica y su valor en los diferentes fabricantes. Los resultados de la investigación se presentan a continuación.

- Velocidades de arranque del aerogenerador: el rango de velocidades investigado en los modelos de aerogenerador Onshore se inicia en 2 m/s y llega hasta los 4 m/s. Este es un factor técnico relevante ya que indica el inicio de la curva de potencia y el punto de inicio de generación de energía (ver Figura 2.4.2.3.12.).
 - El 98,2% de los aerogeneradores presentan velocidades de arranque entre 2,5 y 4 m/s.

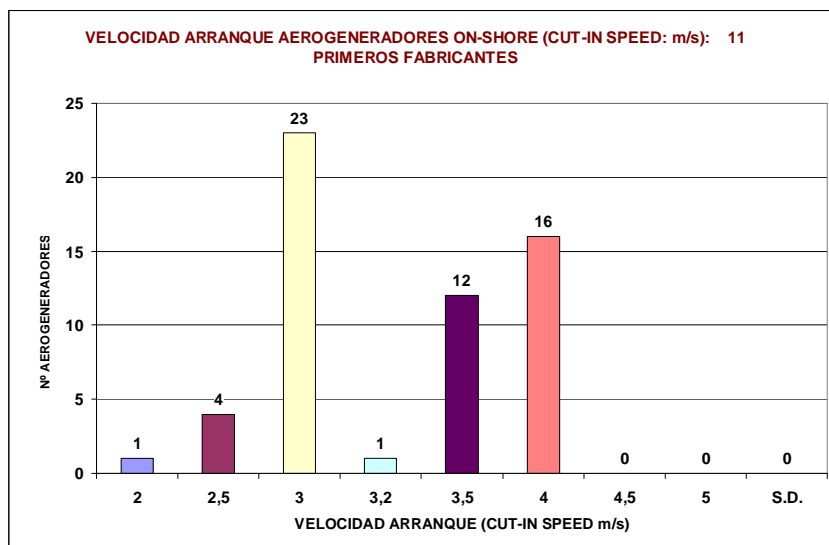


Figura 2.4.2.3.12. Estadística de Velocidades de arranque de los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Velocidades de operación a máxima potencia del aerogenerador (Rated Speed): el rango se inicia en 10,5 m/s y llega hasta los 16 m/s. Este es un factor importante ya que indica el rango de la curva de potencia y el punto de inicio de generación de máxima energía.
 - La distribución de velocidades nominales de operación se muestra en el Gráfico de la Figura 2.4.2.3.13.: el 77,2 % de los aerogeneradores presentan velocidades de régimen de operación a máxima potencia (Rated speed) entre 12 y 15 m/s.

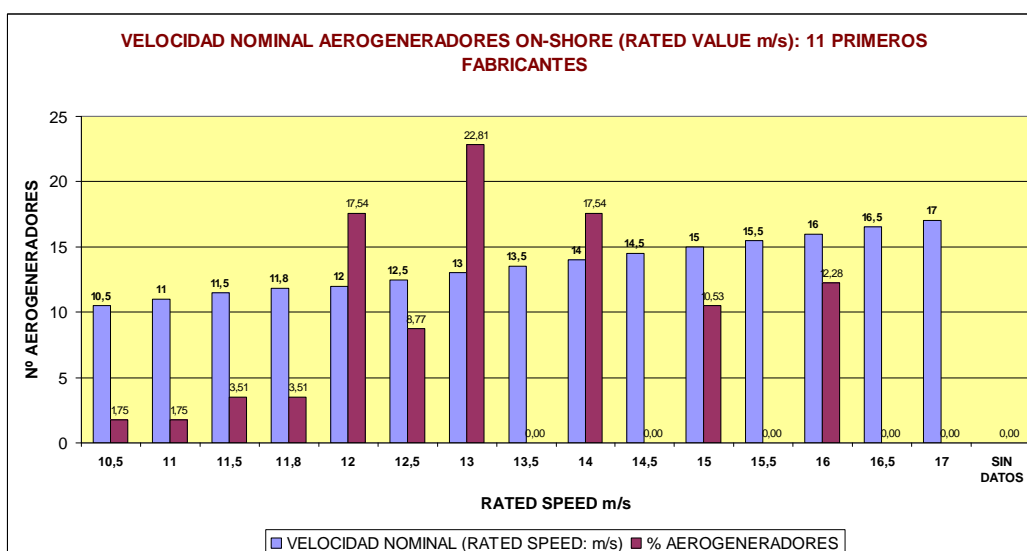


Figura 2.4.2.3.13. Estadística de velocidades a máxima potencia (Rated Speed) de los aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Tipología de diámetro de rotor: es muy diversa y se inicia en diámetros de 27 metros y llega hasta los 128 metros (Para aerogeneradores de más de 4 MW).
 - El estudio de los diámetros de rotor (en metros) por sub-segmentos nos proporciona los siguientes datos (Figura 2.4.2.3.14.):
 - Sub-segmento de 101-700 kW: desde 20 m hasta 52 m.
 - Sub-segmento de >700 kW hasta 1,4 MW: desde 44 m hasta 82 m.
 - Sub-segmento de >1,4 MW hasta 2 MW: desde 60 m hasta 100 m.
 - Sub-segmento de > 2 MW hasta 3 MW: desde 71 m hasta 115 m.
 - Sub-segmento de > 3 MW hasta >10 MW: desde 104 m hasta 128 m.

- La dispersión de diámetros en cada sub-segmento de potencia es muy grande y no se identifican estandarizaciones en los mismos ni entre los propios fabricantes: influye adicionalmente la Clase de aerogenerador en función del tipo de viento (clases I, II, III, IV y S).

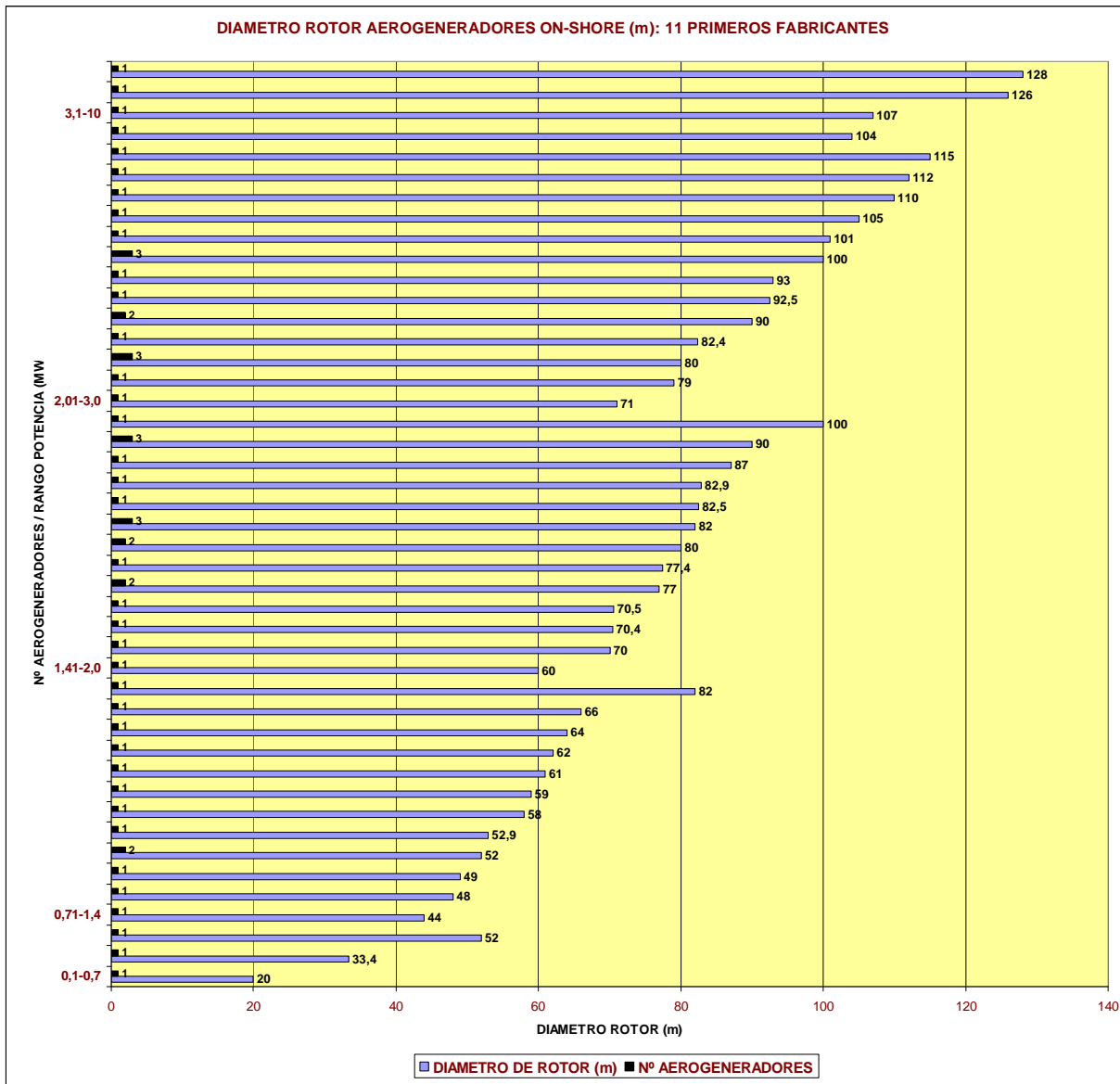


Figura 2.4.2.3.14. Estadística de diámetros de rotor de los aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- **Sistema de control de potencia** (Figura 2.4.2.3.15.): del total de aerogeneradores analizados en la investigación se presentan dos tipos de sistemas de control de potencia con los siguientes porcentajes totales y los correspondientes a los rangos de potencias seleccionados.
 - **Sistema de paso fijo:** se utiliza en el 3,5 % del total de aerogeneradores analizado. Se utiliza preferentemente en modelos antiguos de aerogeneradores y en potencias menores de 2 MW por regla general.
 - **Sistema de paso variable:** se utiliza en el 96,5 % del total de aerogeneradores analizado. Se utiliza preferentemente en los modelos más recientes de aerogeneradores y en todo el rango de potencias. Las últimas generaciones de aerogeneradores incorporan este sistema prácticamente en la totalidad de los modelos comercializados.
 - Se deduce de los datos investigados la preferencia general de uso del sistema de paso variable y de forma total (100 % de los casos) en el rango de potencias de 0,7 a 3,0 MW debido a la mayor versatilidad de adaptación en cuanto a los tipos de clases de viento (altos, medios, bajos), aunque económicamente es más caro que el sistema de paso fijo al incorporar al sistema de giro de las palas mecanismos hidráulicos o eléctricos.

- Tipos de sistema pitch: son los utilizados en los sistemas de control de potencia variable para el accionamiento del ángulo de las palas de los aerogeneradores On-shore y del total de aerogeneradores analizados en la investigación (Figura 2.4.2.3.16.) se presentan dos tipos de sistemas.
 - Pitch Hidráulico: es el sistema más tradicional el cual requiere un circuito hidráulico auxiliar. Se utiliza en el 54,4 % del total de aerogeneradores analizado.
 - Pitch Eléctrico: es el sistema más tradicional el cual requiere un circuito hidráulico auxiliar. Se utiliza en el 45,6 % del total de aerogeneradores analizado.

Aunque los resultados de la investigación destacan por un pequeño margen una mayor utilización en número de los sistemas de pitch hidráulico se reseña la tendencia hacia un uso cada vez mayor de los sistemas de pitch eléctricos en los nuevos aerogeneradores de última generación motivados por la eliminación de los circuitos hidráulicos y de su mantenimiento, mayor fiabilidad, y ventajas en costes de montaje.

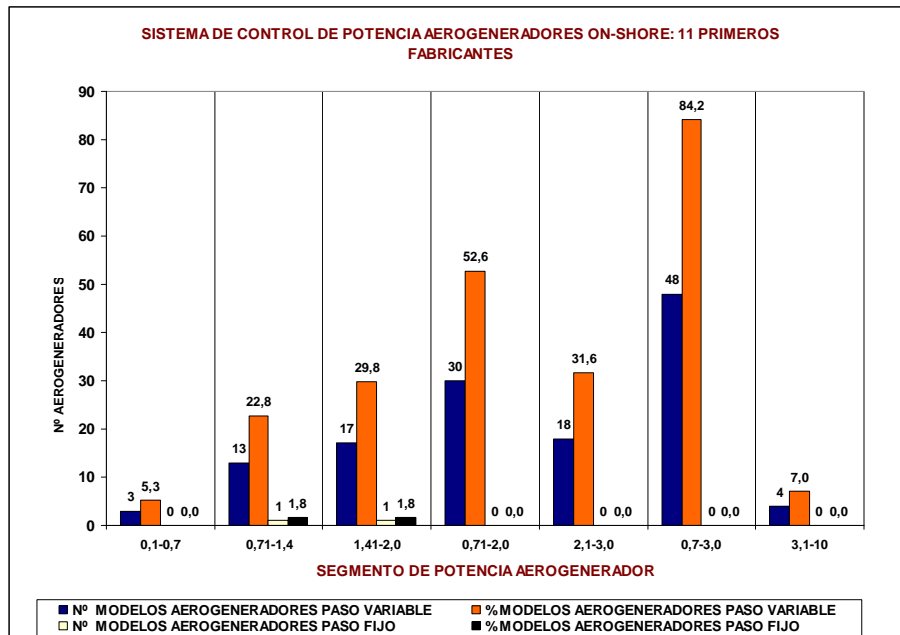


Figura 2.4.2.3.15. Estadística de sistemas de control de potencia de aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

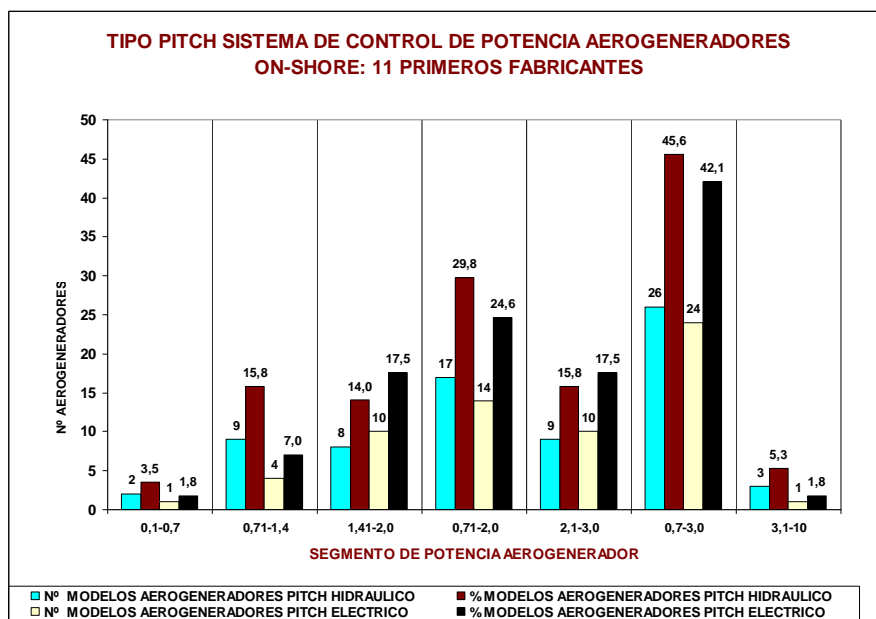


Figura 2.4.2.3.16. Estadística de tipos de sistema pitch para el accionamiento de sistemas de control de potencia de aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- **Sistema de transmisión de la velocidad del eje del rotor (Baja velocidad):** del total de aerogeneradores analizados en la investigación se presentan dos sistemas principales utilizados en el mercado y son los siguientes (Figura 2.4.2.3.17.).
 - **Multiplicadora:** Se utiliza en el 86 % del total de modelos de aerogeneradores analizado. Indicar que en el rango de potencias de los aerogeneradores entre 0,7 y 3 MW se utilizan en un 75,4 % del total de los casos con un porcentaje que indica un descenso en % respecto de la media total.
 - **Sistema Direct Drive o Accionamiento Directo** (El eje del rotor es a su vez el rotor del generador y no disponen de multiplicadora): Se utiliza en el 14 % del total de modelos de aerogeneradores analizado. en el rango de potencias de los aerogeneradores entre 0,7 y 3 MW se utilizan en un 12,3 % del total de los casos con un porcentaje que indica un descenso en % respecto de la media total. Se trata de una tecnología menos utilizada debido a una mayor complejidad técnica, mayores incertidumbres técnicas en cuanto a conocimiento por parte de los fabricantes de aerogeneradores y a unos costes todavía superiores a los de sistemas con multiplicadoras. Ver punto 1.2.3.3. (Mercado global: tendencias y demandas técnicas) donde se indica información adicional respecto a la tecnología *Direct Drive* (Accionamiento Directo).

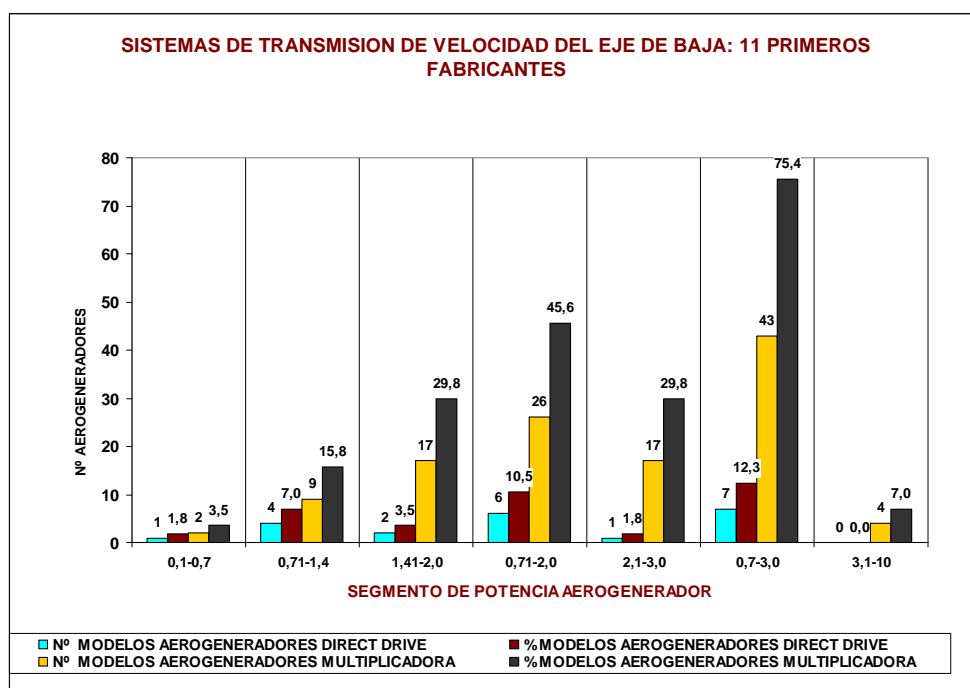


Figura 2.4.2.3.17. Estadística de sistemas de transmisión de la velocidad del eje de baja de los aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- **Tipo de torre** (Figura 2.4.2.3.18.): del total de aerogeneradores analizados en la investigación se presentan varios tipos de torre utilizados en el mercado de los aerogeneradores On-Shore y los datos sobre las tipologías de torres son descritas a continuación.
 - **Torre de acero:** 89 % del total de modelos analizados montan torres de acero (51 modelos de aerogenerador presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores analizados).
 - **Torre de celosía:** 2 % del total de modelos analizados montan torres de celosía (1 modelo de aerogenerador presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores analizados).
 - **Torre Híbrida (hormigón y acero):** 2 % del total de modelos analizados montan torres híbridas de acero y hormigón (1 modelo presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores analizados).
 - **Torre Híbrida (acero y celosía):** 7 % del total de modelos analizados montan torres híbridas de acero y estructura metálica de celosía (4 modelos presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores analizados).
 - **Torre de Hormigón:** 0 % del total de modelos analizados (ningún modelo presenta este tipo de torre de hormigón en el rango de aerogeneradores analizados).

Como conclusión preliminar se debe indicar la predominancia total de las torres de tipo de acero sobre el resto de modelos. Como causas fundamentales de esta situación están los costes de las torres de acero para tamaños pequeños y medianos de aerogeneradores On-shore y para alturas de hasta 100 metros. La tendencia actual es la utilización de torres híbridas (Acero y hormigón) e incluso torres de hormigón, para aerogeneradores de 3 MW de potencia y más de 100 metros de altura, debido a la reducción de costes asociada. Por otro lado los modelos de torre de celosía e híbrido celosía-torre de acero corresponden en general a aerogeneradores situados en el rango inferior de potencias y modelos antiguos con lo que a priori

son indicios de que se confirme la continuidad del uso de este tipo de torres para los futuros modelos y diseños de aerogeneradores On-Shore.

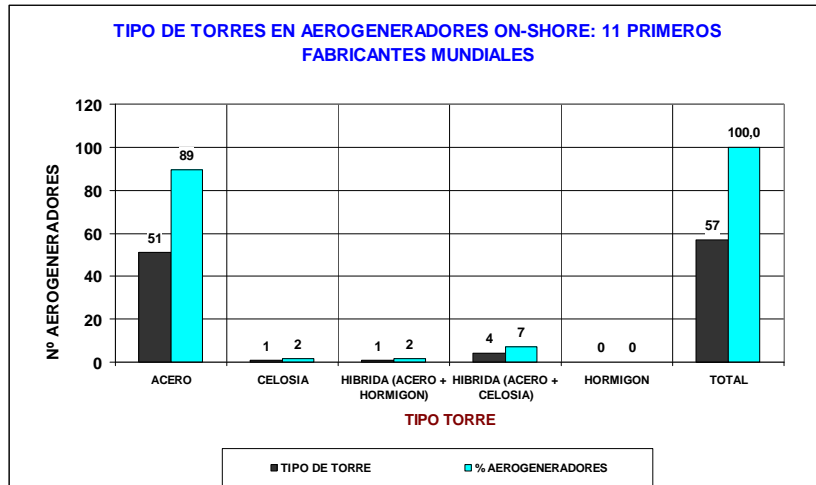


Figura 2.4.2.3.18. Estadística de los tipos de torre utilizados en los aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- **Altura de torre:** es un parámetro técnico relacionado directamente con la potencia de cada modelo de aerogenerador (a mayor altura mayor potencia proporcional del aerogenerador) e indirectamente con el diámetro del rotor. El estudio de alturas de torre por sub-segmentos de potencia del total de aerogeneradores analizados en la investigación nos proporciona los siguientes datos en cuanto a valores máximos y mínimos de alturas en metros por rangos de potencias (Figura 2.4.2.3.19.) y la distribución de alturas de las torres en metros y número de unidades en cada altura (Figura 2.4.2.3.20.):
 - Sub-segmento de 101-700 kW: desde 37 m hasta 73 m.
 - Sub-segmento de >700 kW hasta 1400 MW: desde 44 m hasta 76 m.
 - Sub-segmento de >1400 MW hasta 2 MW: desde 60 m hasta 125 m.
 - Sub-segmento de > 2 MW hasta 3 MW: desde 57 m hasta 140 m.
 - Sub-segmento de > 3 MW hasta >10 MW: desde 78 m hasta 120 m.

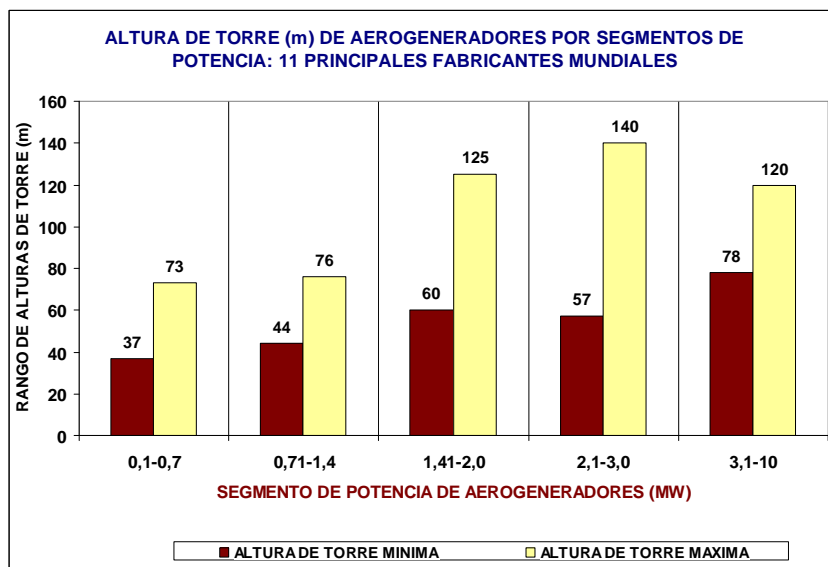


Figura 2.4.2.3.19. Estadística de las alturas de torre máxima y mínima por segmentos de potencia utilizados en los aerogeneradores Onshore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

ALTURA DE TORRE AEROGENERADORES ON-SHORE (m): 11 PRIMEROS FABRICANTES MUNDIALES

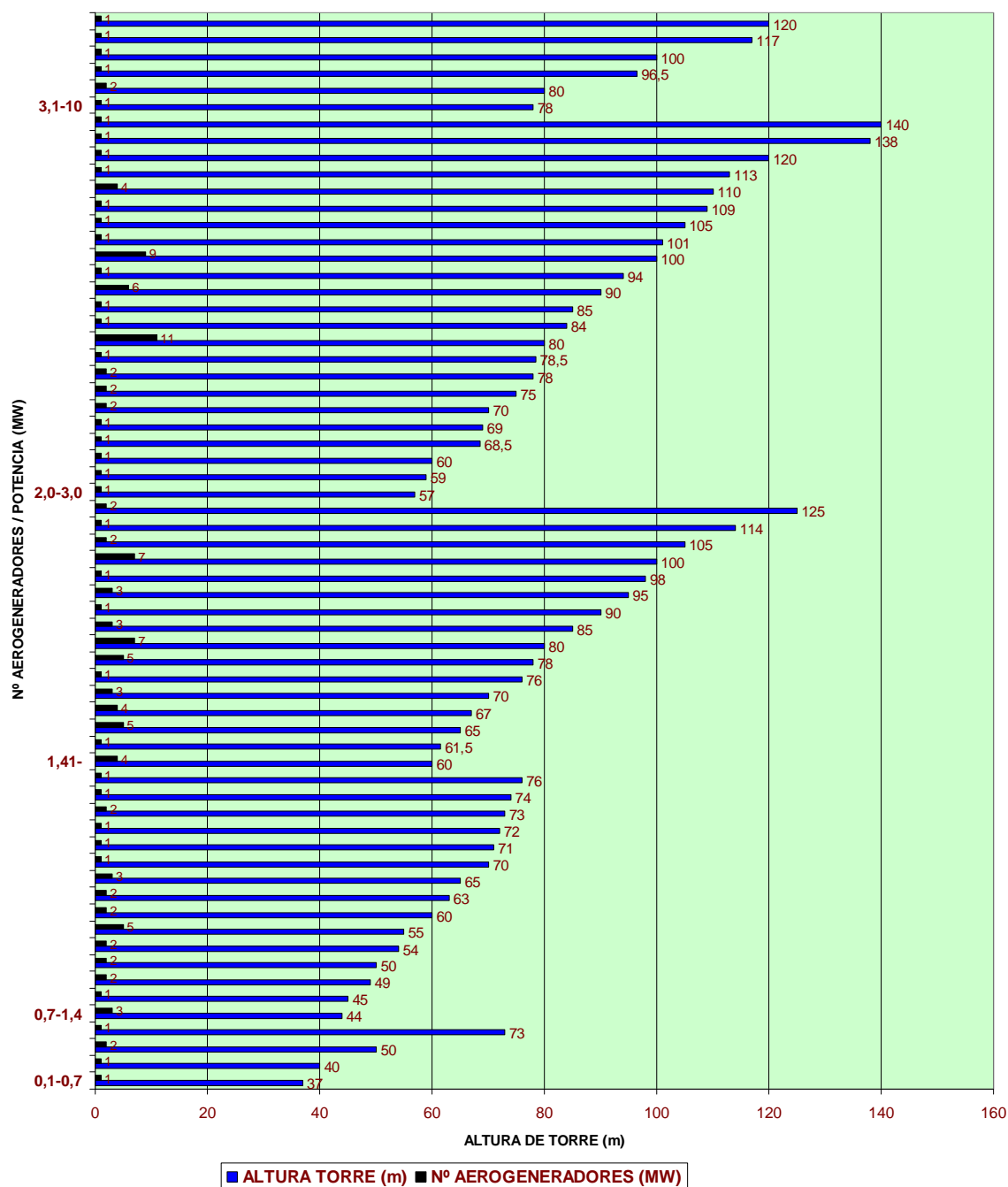


Figura 2.4.2.3.20. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) por segmentos de potencia de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

De los resultados de la investigación en cuanto a alturas de torre y rangos de potencia de los aerogeneradores se observa una dispersión importante y una falta de estandarización en las alturas de torre utilizadas por los diferentes fabricantes lo cual conlleva la creación de un espectro muy amplio en número de referencias diferentes para este componente y su consiguiente incremento en costes tanto si se fabrica internamente o en un suministrador externo de torres. Como consecuencia de ello se incrementan los costes y tiempos de diseño de torres y se minimizan las economías de escala incrementándose los costes de fabricación al existir multitud de referencias diferentes de tramos de torres y de torres terminadas.

En relación a la altura de la torre, el diámetro del rotor, la Clase de aerogenerador (en función de la velocidad del viento del emplazamiento) y la potencia del aerogenerador se establecen relaciones adicionales cuyos datos

recopilados en la investigación referentes a los modelos de aerogeneradores de los 11 primeros fabricantes mundiales se muestran en el Figura 2.4.2.3.21. y en el Figura 2.4.2.3.22. (Altura de torre y diámetros de rotor).

De los datos obtenidos en la investigación mostrados en la tabla del Figura 2.4.2.3.22. se observa que existe una gran dispersión de alturas de torre y de diámetros de rotor para las diferentes potencias utilizados por los diferentes fabricantes de aerogeneradores. Asimismo no se observan procesos de estandarización en ambos parámetros en los diferentes fabricantes sino que todo indica que se diseña y fabrica en función de las adaptaciones solicitadas por los clientes (“customización”) lo cual nos lleva a una situación de pérdida de las economías de escala en el diseño y en la fabricación de las torres como se ha mencionado anteriormente.

Otro parámetro técnico fundamental en relación a la altura de la torre y diámetro del rotor de un aerogenerador es el de la “Clase” del aerogenerador en función del tipo de viento del emplazamiento (en este caso para la misma potencia se requieren mayores diámetros de rotor para las Clases IIIA, IIIB de vientos débiles locuaz a su vez influencia en la altura de la torre y en el propio diseño del aerogenerador en cuanto a cargas de diseño).

Nº AEROGENERADORES (MW)	ALTURA TORRE (m)	DIAMETRO ROTOR	POTENCIA (MW)	CLASE	Nº AEROGENERADORES
0,1-0,7	37	33,4	0,33	IA	1
	40	20	0,6	IA	1
	50	33,4	0,33	IA	1
	50	20	0,6	IA	1
	73	52	0,6	IIA	1
0,7-1,4	45	59	0,8	IIIA	1
	44	52	0,85	IA-IIA	1
	44	52	0,85	IA	1
	44	58	0,85	IIIB	1
	45	44	0,9	IA	1
	49	52	0,85	IA-IIA	1
	49	52	0,85	IA	1
	50	48	0,8	IIA	1
	50	49	0,75	IIA	1
	54	64	1,25	IIA	1
	54	66	1,25	IIIA	1
	55	52	0,85	IA-IIA	1
	55	44	0,9	IA	1
	55	52	0,85	IA	1
	55	58	0,85	IIIB	1
1,41-2,0	55	61	1,32	IA	1
	60	52,9	0,8	S	1
	60	49	0,75	IIA	1
	63	64	1,25	IIA	1
	63	66	1,25	IIIA	1
	65	52	0,85	IA-IIA	1
	65	52	0,85	IA	1
	65	58	0,85	IIIB	1
	70	62	1,2	IIA	1
	71	58	0,85	IIIB	1
	72	64	1,25	IIA	1
	73	52,9	0,8	S	1
	73	66	1,25	IIIA	1
	74	52	0,85	IA-IIA	1
	76	48	0,8	IIA	1
	80	82	1,25	IIA	1
	80	80	2	IA	1
	80	77,4	1,5	IIIA	1
	80	82,9	1,5	IIIA	1
	80	80	2	IA	1
	81,5	77	1,5	IIA	1
	85	77	1,5	IIA	1
	85	60	1,5	S	1
	85	70,4	1,5	IA	1
	85	70,5	1,5	IIA	1
	85	70	1,5	IA	1
	87	80	2	IA	1
	87	80	2	IA	1
	87	87	2	IIA	1
	87	90	2	IIIA	1
	90	82	1,65	IIA	1
	90	77,4	1,5	IIIA	1
	90	82,9	1,5	IIIA	1
	95	82	1,5	IIIA	1
	98	80	2	IA	1
	98	82	1,65	IIA	1
	98	82	2	IIA	1
	98	80	2	IA	1
	98	87	2	IIA	1
	98	90	2	IIIA	1
	100	90	1,8	IIA	1
	100	90	1,8	IIA	1
	100	100	1,8	IIIA	1
	100	77	1,5	IIA	1
	100	82,5	1,5	IIIB	1
	100	77,4	1,5	IIIA	1
	100	82,9	1,5	IIIA	1
	100	77	1,5	IIA	1
	100	70,5	1,5	IIA	1
	100	70	1,5	IA	1
	100	77	1,5	IIA	1
	100	77	1,5	IIA	1
	100	90	1,8	IIA	1
	100	90	1,8	IIA	1
	100	90	2	IIIA	1
	100	100	1,8	IIIA	1
	100	70	1,5	IA	1
	100	80	2	IA	1
	100	82,9	1,5	IIIA	1
	100	80	2	IA	1
	100	87	2	IIA	1
	100	100	2	IIA	1
	100	77	1,5	IIA	1
	105	90	1,8	IIA	1
	105	90	2	IIIA	1
	114	70	1,5	IA	1
	125	90	1,8	IIA	1
	125	90	2	IIIA	1
	138	92	2	IIA	1
2,01-3,0	57	71	2,3	IA	1
	59	80	2,05	IA	1
	60	80	2,5	IA	1
	68,5	92,5	2,05	IIA	1
	69	80	2,05	IA	1
	70	80	2,5	IA	1
	70	90	2,5	IA	1
	75	100	2,5	IIIB	1
	75	90	2,5	IA	1
	78	79	2,1	IIA	1
	78,5	92,5	2,05	IIA	1
	80	3	3	IA-IIA	1
	80	90	3	IA	1
	80	100	3	IIA	1
	80	105	3	IIA	1
	80	82,4	2,3	IIA	1
	80	93	2,3	IIA	1
	80	90	2,05	IA	1
	80	92,5	2,05	IIA	1
	80	80	2,5	IA	1
	80	90	2,5	IA	1
	80	100	2,5	IIA	1
	84	112	3	IIA-IIIA	1
	85	100	2,5	IIIB	1
	90	80	3	IA-IIA	1
	90	90	3	IA	1
	90	100	3	IIA	1
	90	105	3	IIA	1
	90	110	3	IIIA	1
	90	115	3	IIIA	1
	94	112	3	IIA-IIIA	1
	100	100	2,5	IIIA	1
	100	100	3	IIA	1
	100	105	3	IIA	1
	100	110	3	IIIA	1
	100	115	3	IIIA	1
	100	80	2,05	IA	1
	100	92,5	2,05	IIA	1
	100	90	2,5	IIA	1
	100	100	2,5	IIIA	1
	101	101	2,3	IIA	1
	105	80	3	IA-IIA	1
	109	112	3	IIA-IIIA	1
	110	100	3	IIA	1
	110	105	3	IIA	1
	110	110	3	IIIA	1
	110	115	3	IIIA	1
	113	71	2,3	IIA	1
	120	80	2,5	IIIA	1
	140	100	2,5	IIA	1
3,1-10	78	104	3,3	IIA	1
	80	107	3,6	IIA	1
	80	104	3,3	IIA	1
	96,5	104	3,3	IIA	1
	100	104	3,3	IIA	1
	117	126	4,5	IIA	1
	120	128	4,5	IIA	1

Figura 2.4.2.3.21. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) relacionadas con el diámetro del rotor, la potencia y la Clase de aerogenerador. Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

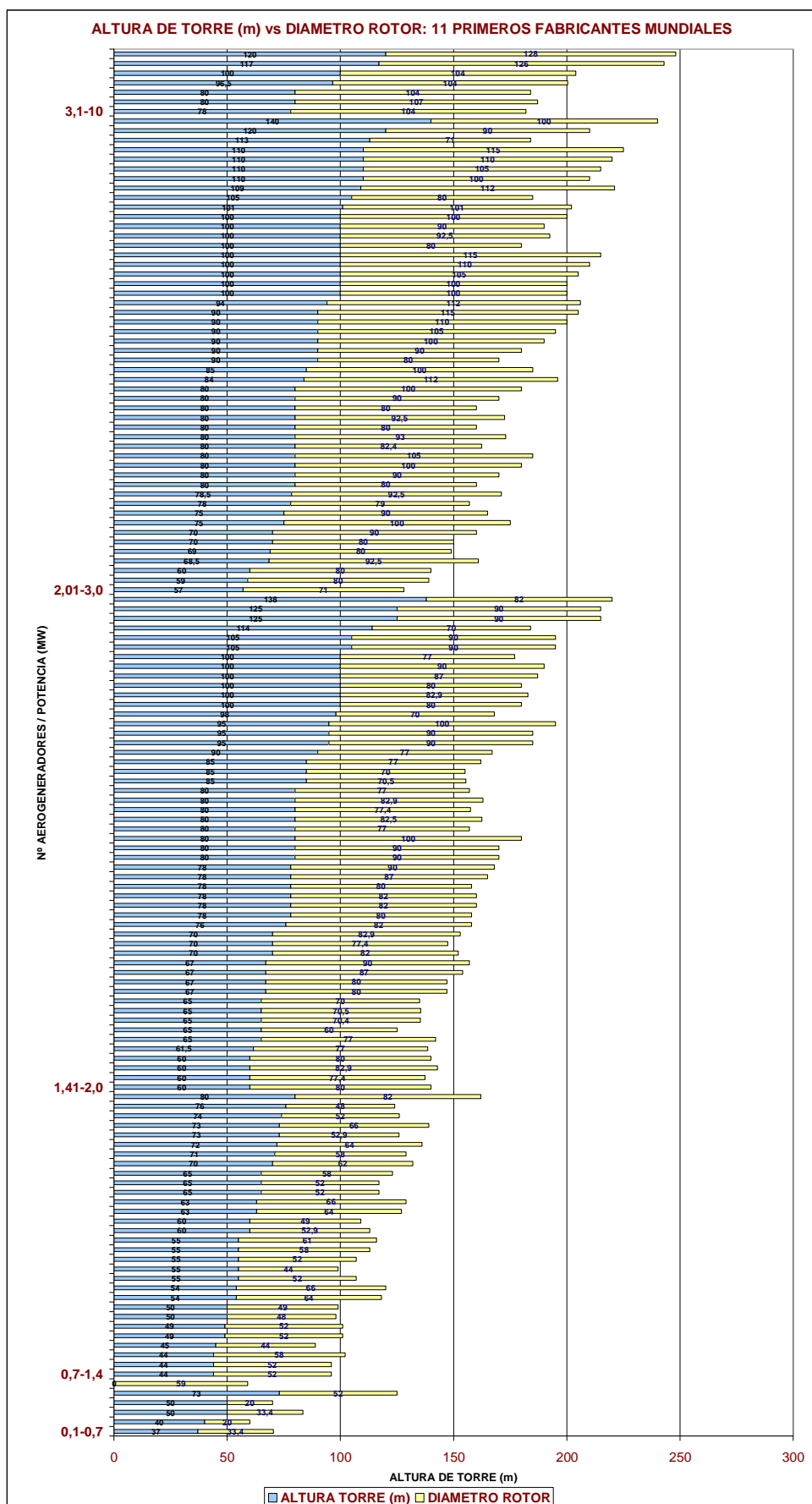


Figura 2.4.2.3.22. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW) relacionadas con el diámetro del rotor. Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Velocidad de giro del rotor (Figura 2.4.2.3.23.): es una característica técnica relacionada directamente con la potencia de cada modelo de aerogenerador. Se observa que a mayor potencia del aerogenerador menor velocidad de giro del rotor debido fundamentalmente a razones de tipo constructivo y al aumento del diámetro del rotor con la potencia lo cual hace que la citada velocidad sea menor con el incremento de la potencia.

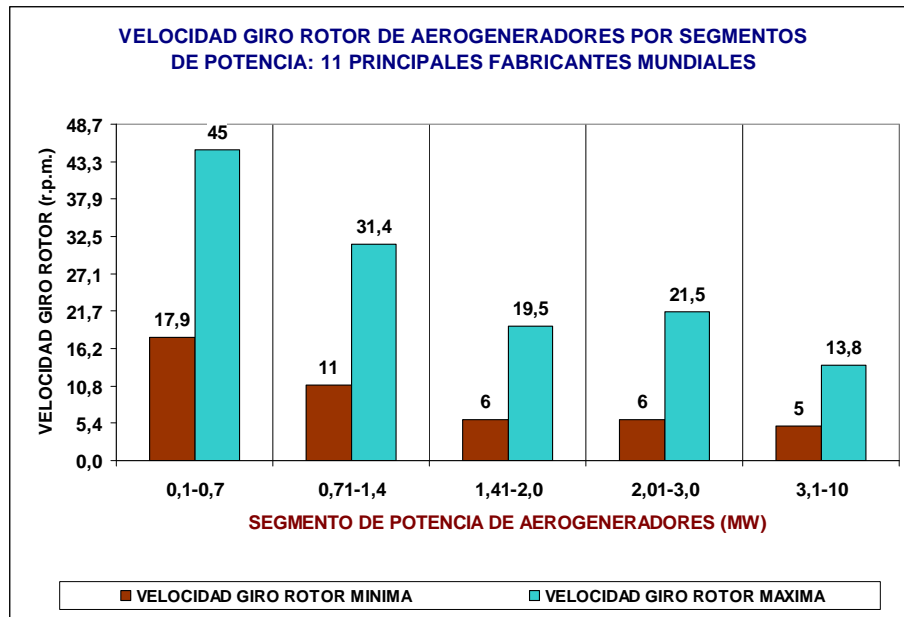


Figura 2.4.2.3.23. Estadística de las velocidades de giro de rotor (máxima y mínima) según los rangos de potencias utilizados en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Transformadores: los transformadores de potencia de los aerogeneradores son un componente de gran importancia técnica debido a su función de transformación de tensión para conectarse con la celda de transformación de la subestación y poderse realizar la conexión a la red. En cuanto a la tipología aplicable para los aerogeneradores existen dos tipos de tecnología de transformadores: seco (con bobinas encapsuladas) y líquido (ester sintético o natural o silicona). De los resultados de la investigación se observan, según los datos de la Figura 2.4.2.3.24. los siguientes aspectos:
 - Predominio del uso de los transformadores de tipo seco en todos los rangos de potencia. Las causas la falta de mantenimiento de los mismos y la inexistencia de riesgo de incendio debido a inflamación de los materiales. No obstante los transformadores de tipo líquido actuales han eliminado estas desventajas y además presentan unos costes más competitivos.
 - La ubicación preferente de los transformadores en el aerogenerador (Figura 2.4.2.3.25.) es en base de torre para los rangos de potencia hasta 1,4 MW. Sin embargo a partir de 1,41 MW la ubicación en la Nacelle es importante (alrededor de un 46% en el rango de 1,41 a 2,0 MW y de un 53% en el rango de 2,01 a 3,0 MW). En grandes aerogeneradores se tiende a utilizar la ubicación en Nacelle mayoritariamente respecto a la ubicación en base de torre. Hay que indicar que existe una reducción de costes relevante y una mayor simplicidad del diseño a favor de los transformadores ubicados en la base de la torre.

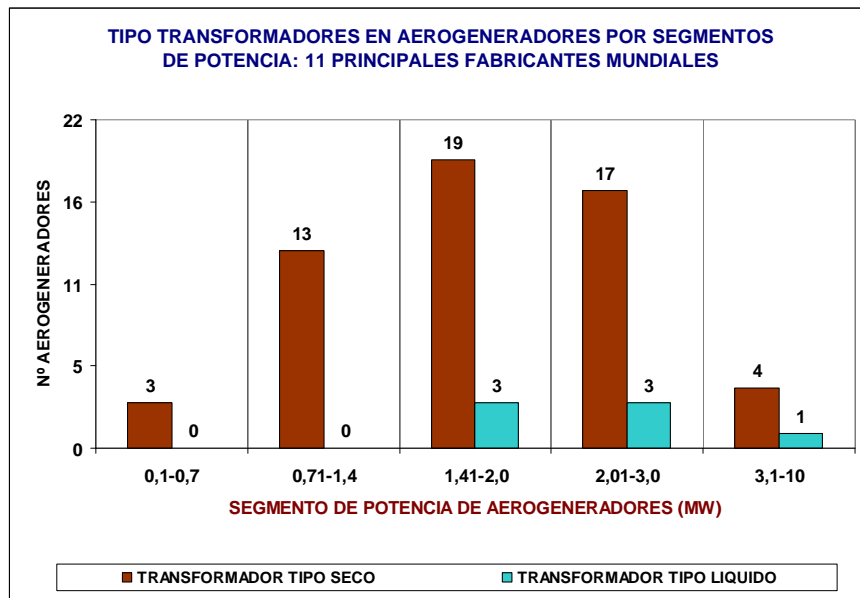


Figura 2.4.2.3.24. Estadística de los tipos de transformador montados según los rangos de potencias de los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

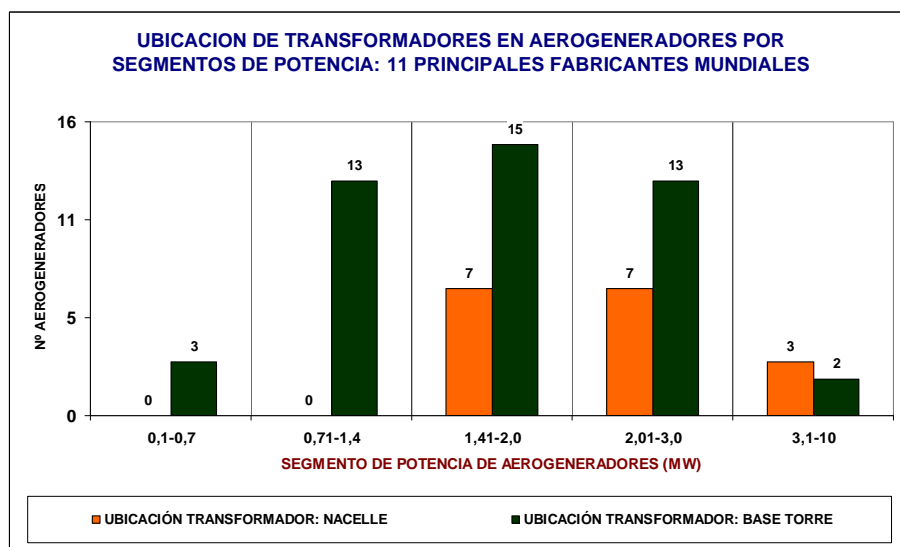


Figura 2.4.2.3.25. Estadística de la ubicación de los transformadores según los rangos de potencias de los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Convertidores de potencia (Figura 2.4.2.3.26.):** los convertidores de potencia utilizados en los aerogeneradores son mayoritariamente de dos tipos (Tipo DFIM o doblemente alimentado y *Full Converter*). El predominio en cuanto a uso por parte de los fabricantes es el del Tipo DFIM o doblemente alimentado y ello viene motivado por sus costes (mucho más baratos que los de tipo *Full Converter*) y el pertenecer a una tecnología más madura y conocida. El tipo de convertidor *Full Converter* presenta la ventaja de presentar más funcionalidades desde el punto de vista técnico como por ejemplo el cumplimiento de los requisitos de huecos de tensión en la red.

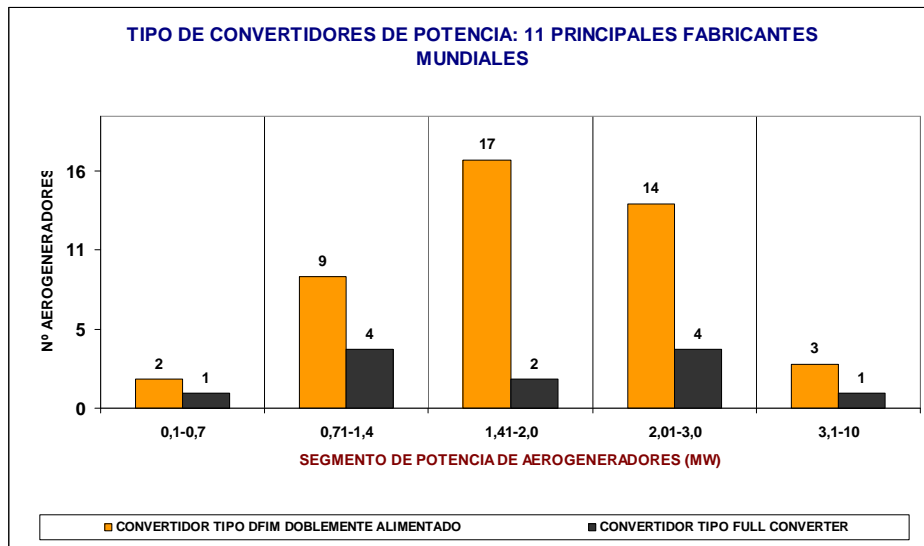


Figura 2.4.2.3.26. Estadística del tipo de convertidor de potencia utilizado según los rangos de potencias de los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y elaboración propia).

- **Generadores eléctricos:** los generadores eléctricos son un componente crítico y en la aplicación para aerogeneradores presentan varias tipologías en función de la clase de configuración y sistema de bobinados de los mismos. El resultado de la investigación en cuanto a tipología de generadores eléctricos utilizados por los principales fabricantes de aerogeneradores se muestra en el Figura 2.4.2.3.27. Se observa que los modelos del tipo generador asíncrono doblemente alimentado son los más utilizados en el rango de potencias mayores de 0,71 MW siendo este tipo de generador de una tecnología convencional y muy probada desde el punto de vista de operación para aplicaciones eólicas.

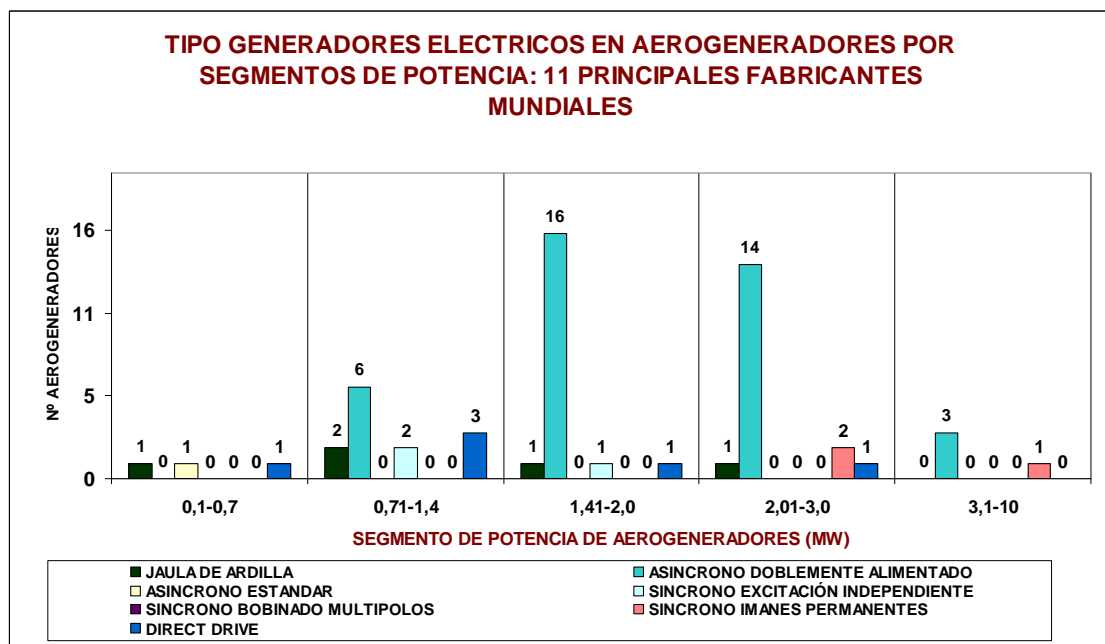


Figura 2.4.2.3.27. Estadística del tipo de generador eléctrico utilizado según los rangos de potencias de los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

Los porcentajes de uso por tipos de aerogeneradores se indican en el Gráfico de la Figura 2.4.2.3.28. y se observa que el tipo de generador asíncrono doblemente alimentado se utiliza en el 68,42% de los casos; el tipo *Direct Drive* es el segundo más utilizado con un 10,53%; el tipo de jaula de ardilla se utiliza en un 8,77% de los casos; el tipo de síncrono de imanes permanentes se utiliza en un 5,26% de los casos; el tipo síncrono de excitación independiente se utiliza en un 5,26% de los casos; el tipo asíncrono estandar se utiliza en un 1,75% de los casos. Hay que indicar que la tendencia es a incrementar el número de generadores del tipo síncrono de imanes permanentes para aplicaciones eólicas en aerogeneradores a partir de 2,0 MW así como a la tendencia de mayor utilización en los próximos años

del sistema de generador tipo *Direct Drive* ya que conlleva la eliminación de la multiplicadora y los ahorros de coste correspondientes.

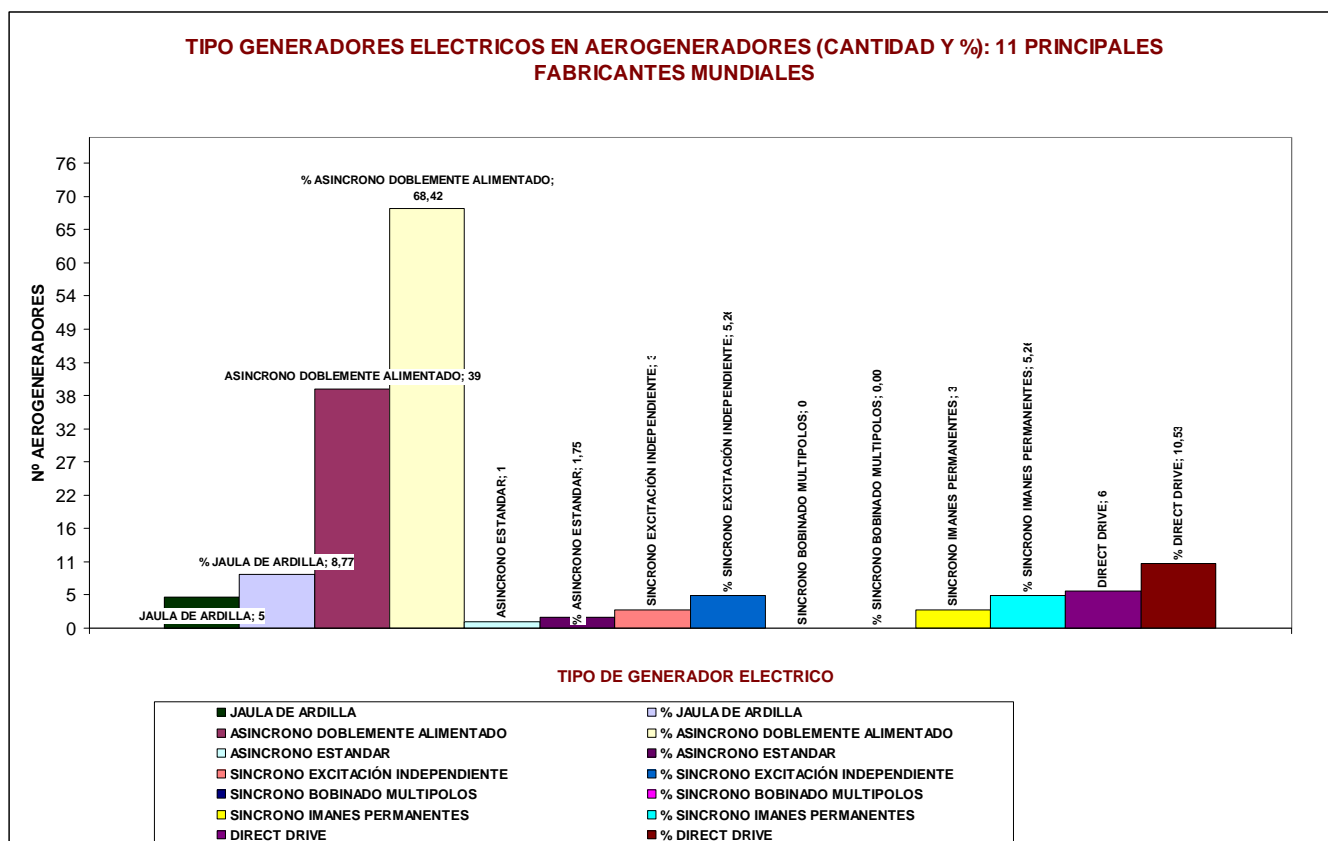


Figura 2.4.2.3.28. Estadística del tipo de generador eléctrico utilizado en número y porcentaje sobre el total analizado en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y elaboración propia).

- Palas (Figura 2.4.2.3.29.): las palas de los aerogeneradores se han analizado y evaluado en cuanto a sus características físicas y de composición de materiales en relación a la potencia del aerogenerador y clasificados en los diferentes segmentos de potencia de los aerogeneradores. Los resultados obtenidos se indican a continuación:
 - Longitud de pala en relación al peso de la pala (ratio longitud-peso): a mayor ratio en valor indica que la relación entre la longitud de la pala y el peso de la misma está alejado del objetivo ideal de costes cuando se compara con palas de otros competidores (un valor de ratio alto indica que aumenta el peso de la pala en exceso en relación con la longitud de la misma incrementándose los costes generales del aerogenerador. Cuanto más bajo sea el ratio dentro de su categoría indica que el diseño está más optimizado y el peso de la pala se ha reducido en relación a la longitud de la misma y se ha mejorado a la baja la relación de pesos del aerogenerador y por lo tanto sus costes finales). Los datos disponibles de la investigación muestran que en los rangos de menores potencias el ratio es mayor y a medida que se va incrementando la potencia de los aerogeneradores el ratio disminuye en general, aunque se observan desviaciones en esta tendencia en el rango de potencia de 1,41 a 2 MW: por lo tanto se puede confirmar que existe potencial de optimización de las relaciones entre pesos y longitudes de palas. En el rango de potencias entre 2 y 3 MW el ratio ha disminuido, salvo en un caso, confirmandose la tendencia.

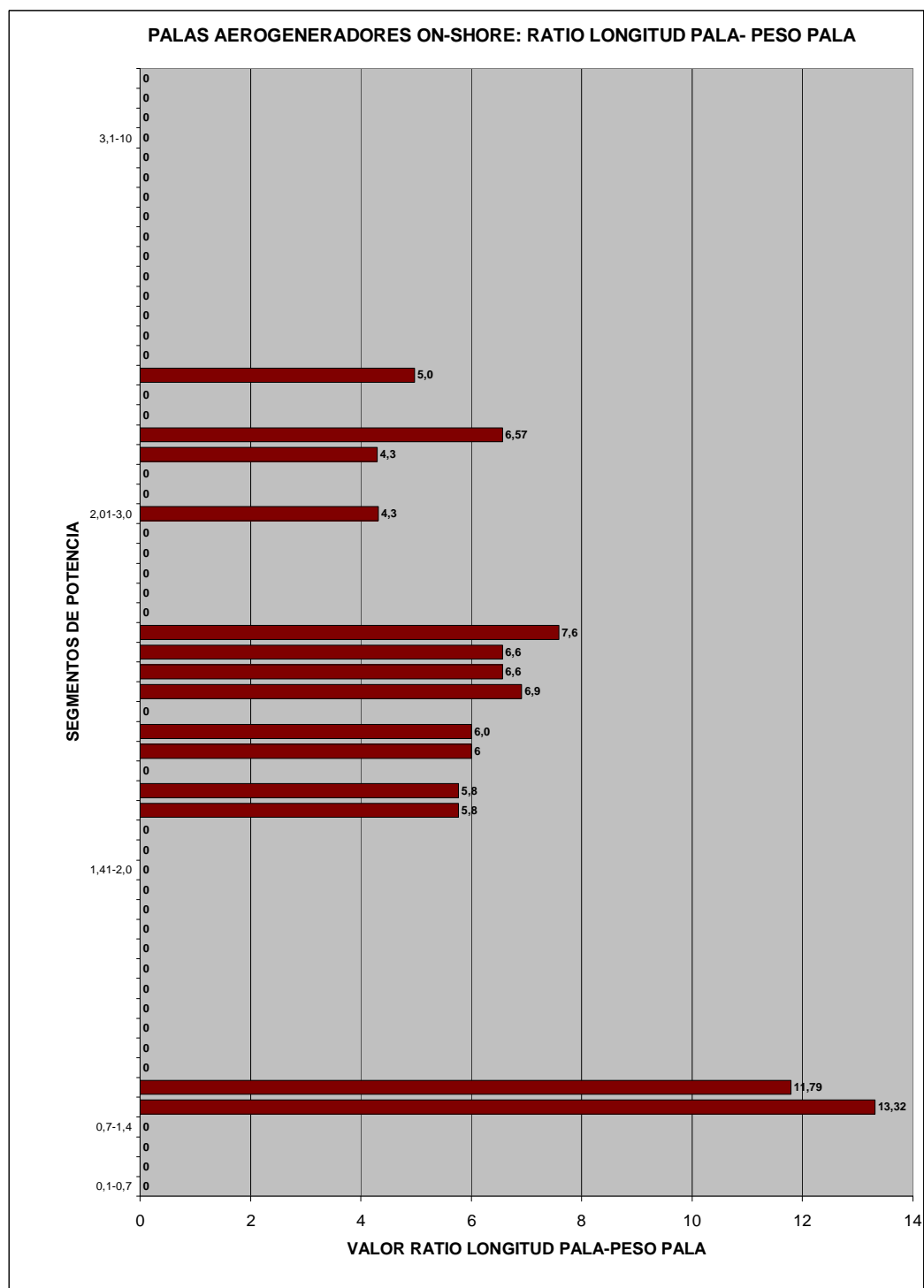


Figura 2.4.2.3.29. Estadística del ratio de longitud de pala-peso de pala del total analizado en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Longitudes de las palas y pesos de pala: En la Figura 2.4.2.3.30. se evalúan, sobre los datos disponibles de los fabricantes de aerogeneradores, la relación entre las longitudes de las palas y los pesos de las mismas. En función de los datos obtenidos se identifica que existen algunos modelos de pala con pesos significativamente superiores a otros modelos de longitud similar: esto es un factor de estudio y de mejora en cuanto a optimización de diseños y de costes a ser tenido en cuenta por los fabricantes para los nuevos proyectos.

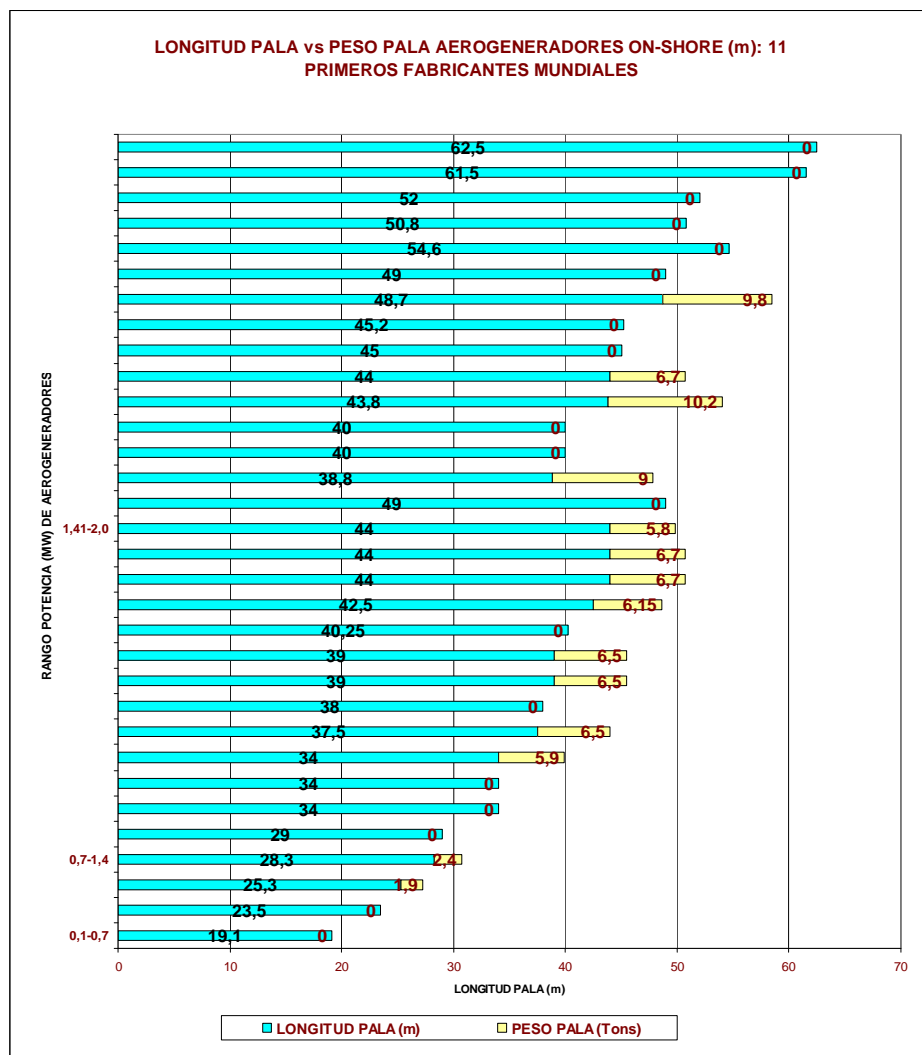


Figura 2.4.2.3.30. Estadística de longitudes de pala-peso de pala del total analizado en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

- Pesos (Figura 2.4.2.3.31. y Figura 2.4.2.3.32.): de los datos de los aerogeneradores analizados se han realizado unas tablas comparativas incluyendo los datos de los pesos (en toneladas) de los siguientes sistemas del aerogenerador relacionándolos a su vez con el diámetro del rotor y con el rango de potencias de cada modelo de aerogenerador.
 - Peso de la nacelle.
 - Peso de las 3 palas.
 - Peso de la torre.
 - Peso del rotor.
 - Peso del aerogenerador completo.

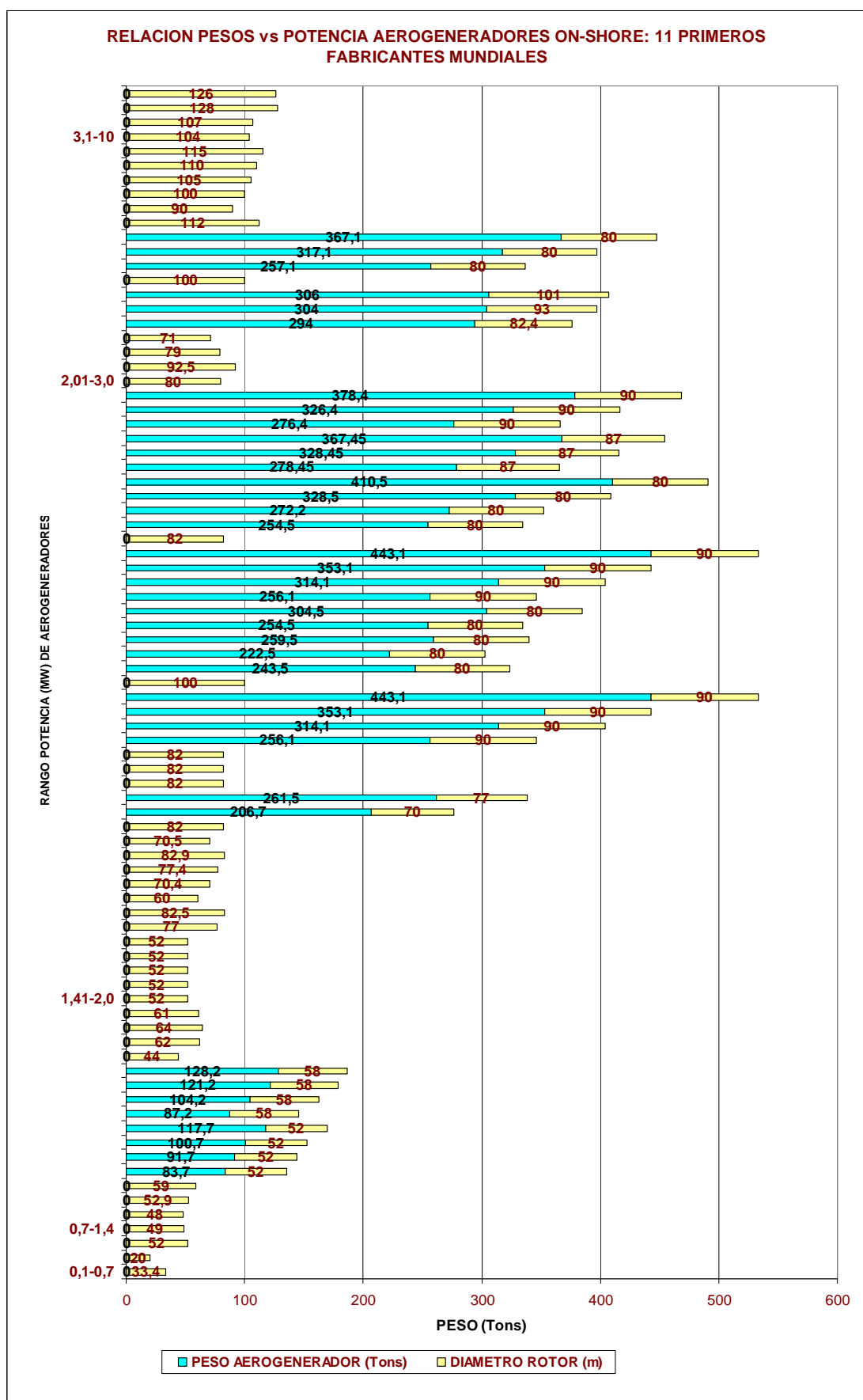


Figura 2.4.2.3.31. Estadística de peso total del aerogenerador en relación al diámetro de rotor del total analizado en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

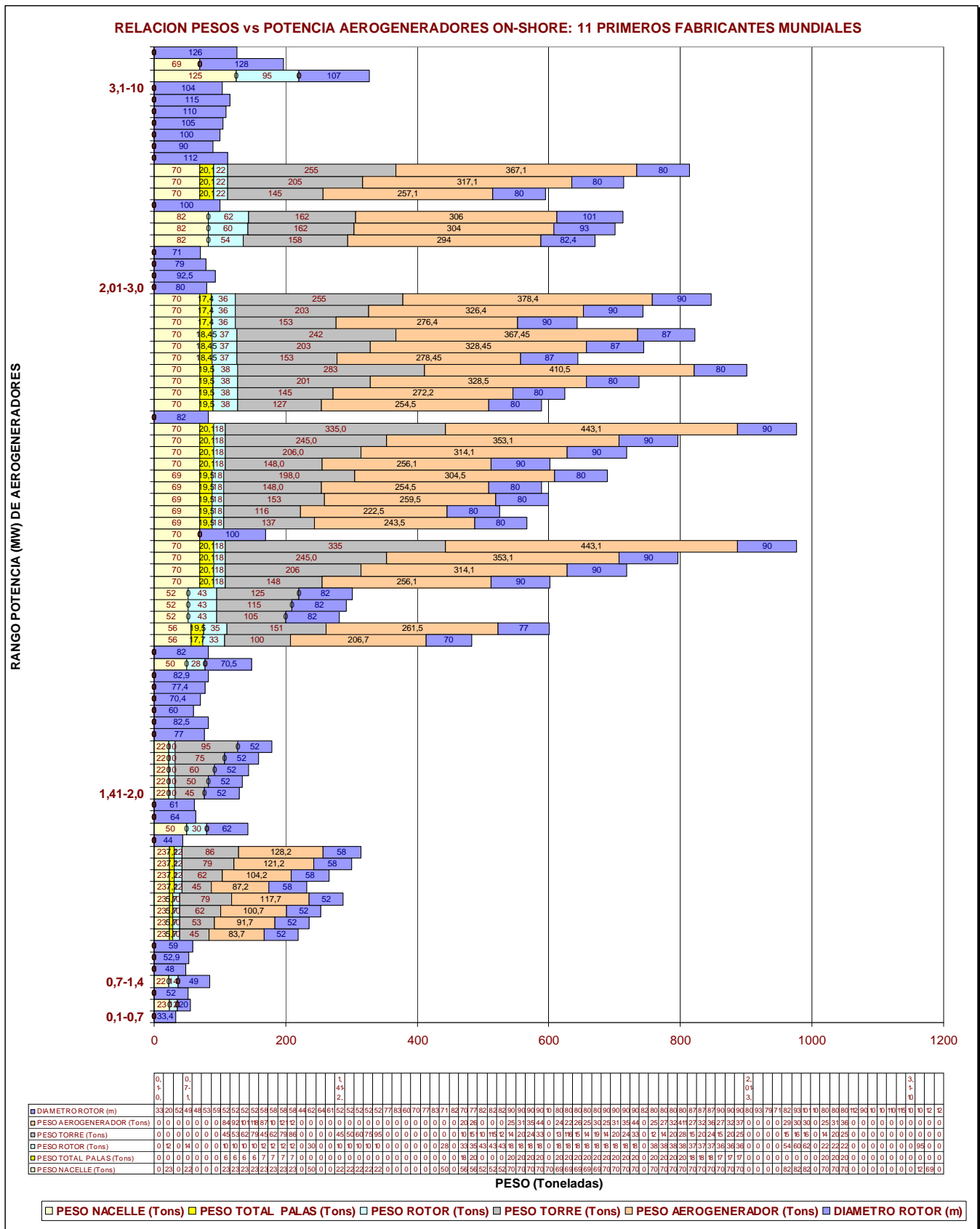


Figura 2.4.2.3.32. Estadística de pesos de componentes del aerogenerador en relación al diámetro de rotor del total analizado en los aerogeneradores Onshore (> 100 kW). Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia y fabricantes).

De los datos obtenidos (ver Figura 2.4.2.3.31) se identifica que existe variabilidad en los pesos totales de los aerogeneradores entre los modelos de diferentes fabricantes en relación a sus diámetros de rotor

(diferentes pesos totales de aerogenerador para el mismo diámetro de rotor). Estos datos indican preliminarmente el elevado potencial de mejoras en cuanto a re-diseño de pesos de componentes (torre, pala, nacelle, rotor) y de procesos de estandarización a nivel de diseño y fabricación de componentes. Las mismas conclusiones preliminares se obtienen del Figura 2.4.2.3.32. donde se identifican las variabilidades completas, según los datos disponibles en la investigación, en cuanto a pesos de los principales componentes y del aerogenerador completo en relación al diámetro del rotor.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.4.1.1. Fases de diseño de un aerogenerador Onshore.

Como referencia y como ampliación de la información relativa a la fase de diseño de un aerogenerador (Onshore y Offshore), se incluye en el Anexo 2.4.2.4.1.1. el resultado de la investigación por parte del autor en relación a los tipos de cargas mecánicas de diseño, la monitorización de cargas de diseño y los criterios de diseño de un aerogenerador Onshore.

2.4.2.4.1.1. Tipos de cargas de diseño.

Las cargas de diseño de un aerogenerador Onshore están influenciadas por los siguientes factores técnicos según se muestra en la Figura 1 y Figura 2 (Risoe):

- Función de Control en el aerogenerador:
 - Sistema de Control de potencia: si es de tipo Pitch, Stall o Velocidad variable.
 - Conceptos de seguridad en el funcionamiento en operación.
- Estructura elástica (Aero-elasticidad): Tamaño y frecuencias naturales.
- Aerodinámica del rotor: perfiles aerodinámicos y fórmulas aerodinámicas utilizadas (C_p , C_m , C_s).
- Viento en el emplazamiento: se tienen en cuenta los parámetros técnicos específicos del emplazamiento.
 - Gradiente de altura del viento.
 - Turbulencias del viento.
 - Frecuencia de distribución.
 - Velocidad media del viento.
 - Velocidad extrema del viento.

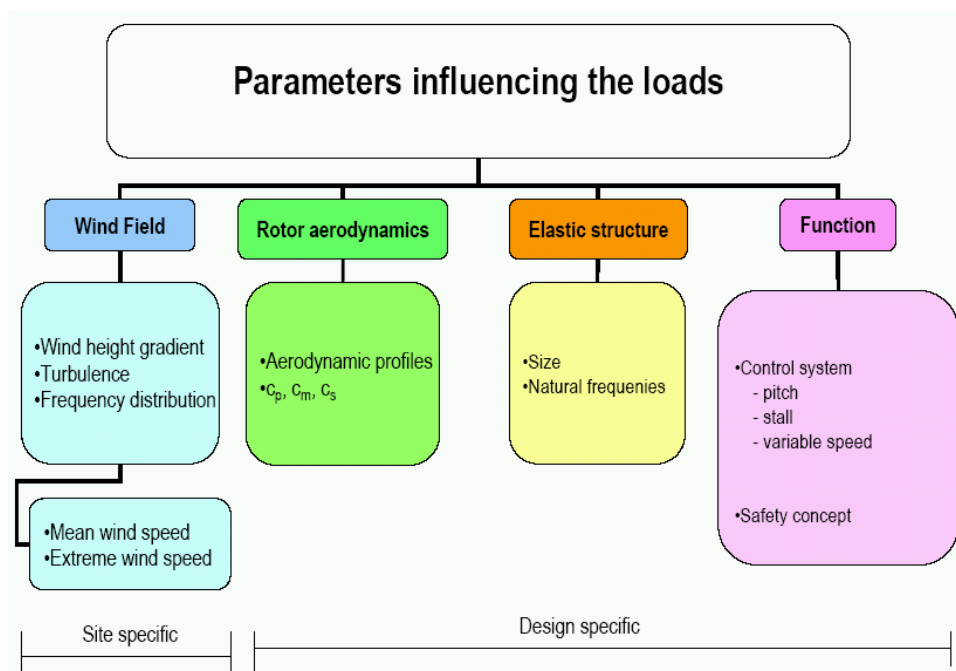


Figura 1. Esquema general de los parámetros técnicos que tienen influencia en las cargas de un aerogenerador (Fuente: Risoe)






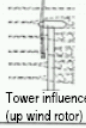



	Air forces	Mass forces
Steady state loads	 Mean wind speed	 Centrifugal forces
Unsteady loads	<div> <div>  Wind shear </div> <div>  Tower influence (down wind rotor) </div> </div> <div> <div>  Yaw misalignment </div> <div>  Tower influence (up wind rotor) </div> </div>	<div>  Weights </div> <div>  Gyroscopic and Coriolis forces </div>
Not periodic, stochastic loads	 Wind turbulences	

Figura 2. Esquema general de los diferentes modos de Cargas sobre un aerogenerador On-Shore en función de Fuerzas del viento y de fuerzas de las masas (Fuente: Risoe).

Los diferentes tipos de cargas de diseño a los que está sometido en operación un aerogenerador Onshore son las siguientes:

- **Cargas gravitacionales:** producen momentos de flexión en la raíz de pala en la dirección de arrastre. También produce momentos de flexión en la dirección de batimiento (aerogeneradores de paso variable). En aerogeneradores de gran potencia las cargas gravitacionales son la carga dominante en el rotor. Adicionalmente se dan dos casos que producen momentos de flexión:
 - **Angulo de inclinación (Tilt):** produce un momento flector de batimiento constante proporcional al seno del ángulo de inclinación (tilt).
 - **Conicidad:** añade un momento flector de batimiento variable proporcional al seno del ángulo de conicidad.
- **Cargas inerciales:** las principales son la fuerza centrífuga que generan las palas en rotación y los momentos giroscópicos (se producen cuando el vector de velocidad angular del rotor cambia de dirección al orientarse la nacelle hacia el viento).
- **Cargas aerodinámicas:** son las producidas por la corriente de aire en contacto con las palas en rotación. La principal carga es la fuerza de empuje perpendicular al plano del rotor. Esta carga es variable en función de las siguientes características: velocidad del viento variable, dirección de viento variable, cortadura del viento, des-alineamiento del rotor, ángulo de tilt.
- **Cargas operacionales:** tienen lugar en situaciones de operación específica del aerogenerador tales como freno del rotor, arranque y parada del aerogenerador, giro del sistema de pitch, vibraciones, etc.

Adicionalmente hay que incluir en la verificación de cargas de diseño los factores técnicos relativos a fatiga mecánica, estabilidad y deflexiones.

Dentro del apartado de estudio general de cargas de un aerogenerador se realiza la siguiente sub-división de las mismas las cuales se detallan de la manera siguiente:

- A-Estructura aero-elástica.
- B- Sistema de control del aerogenerador.
- C- Casos de cargas de diseño.

A-Estructura elástica (Aero-elasticidad):

El estudio aero-elasticidad del aerogenerador es fundamental para poder garantizar mediante el diseño adecuado un funcionamiento en operación que supere las condiciones más adversas. Se indican a continuación los principales aspectos a considerar en la fase de diseño, relativos a los modelos aero-elástico para el cálculo de cargas (Risoe) (ver esquema general en la Figura 3).

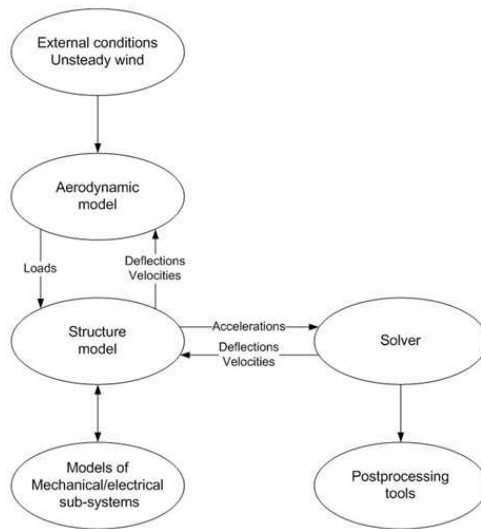


Figura 3. Esquema general del flujo del procedimiento de trabajo con los modelos aero-elásticos en las cargas de un aerogenerador (Fuente: Risoe).

- Programas de modelización de los códigos aero-elásticos: síntesis modal, modelos de subsistemas eléctricos / mecánicos (generador, pitch, etc.), modelos de viento (turbulencias, cortadura, etc.).
- Modelos estructurales para cargas del aerogenerador: uso de métodos de elementos finitos; soluciones analíticas directas; masas discretas; modelos predefinidos de perfiles de pala; Grados de libertad (se limitan a los principales sub-sistemas: Tren de potencia, torsión de pala, sistema de pitch, etc.); modelos de rigidez estructural. Ver Figura 4 (Risoe) con ejemplos de diferentes parámetros a tener en cuenta en los estudios aero-elásticos (Movimiento de la pala; movimiento de flexión del rotor; movimiento de la torre; torsión del eje principal y ángulo de rotación, etc.)

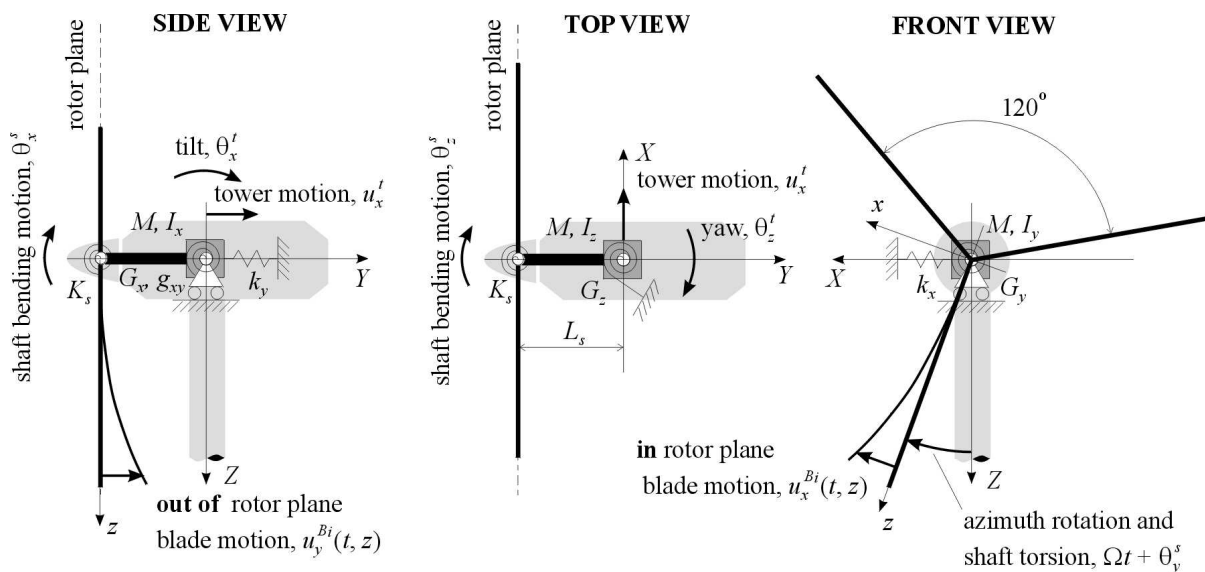
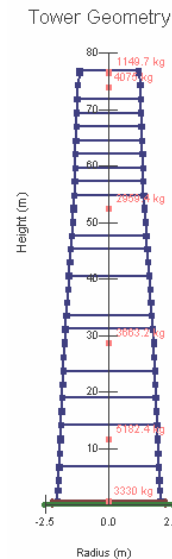


Figura 4: Esquema ejemplo de modelo aero-elástico de un aerogenerador On-Shore (Fuente: Risoe)

- Características técnicas: se realizarán los estudios de cargas considerando la influencia de los parámetros técnicos (Risoe) de los sub-sistemas del aerogenerador (sistema de giro, nacelle, sistema pitch, rotor, torre, etc.).
 - Datos mecánicos de sub-componentes: masas; distribución de rigidez; geometría; cinemática de componentes, etc. (Figura 5).
 - Datos eléctricos de sub-componentes: valor de la inercia del generador; constantes eléctricas; pérdidas eléctricas.

Figura 5: Ejemplo de modelo aerodinámico de torre de un aerogenerador: geometría y distribución de masas (Fuente: Risoe).



- Modelos aerodinámicos de pala: se utilizan los siguientes parámetros en la definición de los modelos (Figuras 6 a 9).
 - Tipos de perfiles de pala: FFA, RISOE, DELFT, NACA, etc. (Risoe).
 - Curvas aerodinámicas de palas: Lift curve y Drag curve.
 - Parámetros técnicos relevantes: rugosidad, ruido.
 - Geometría de la pala: dimensiones, ángulo de ataque, posición del eje.
 - Estructura de la pala: masa, distribución de la rigidez en la pala.

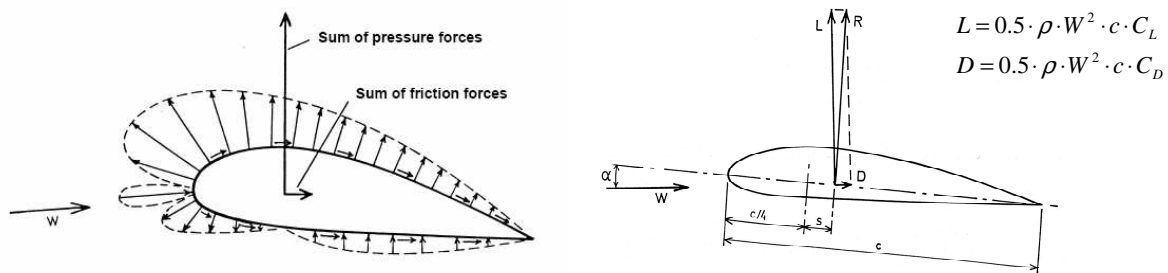


Figura 6. Ejemplo de modelo aerodinámico de palas de un aerogenerador: mapa de fuerzas (Fuente: Risoe)

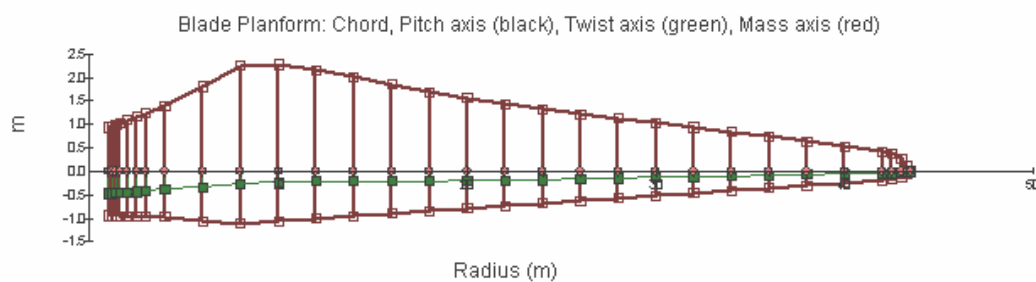


Figura 7. Ejemplo de modelo aerodinámico de palas de un aerogenerador: geometría y distribución de masas (Fuente: Risoe)

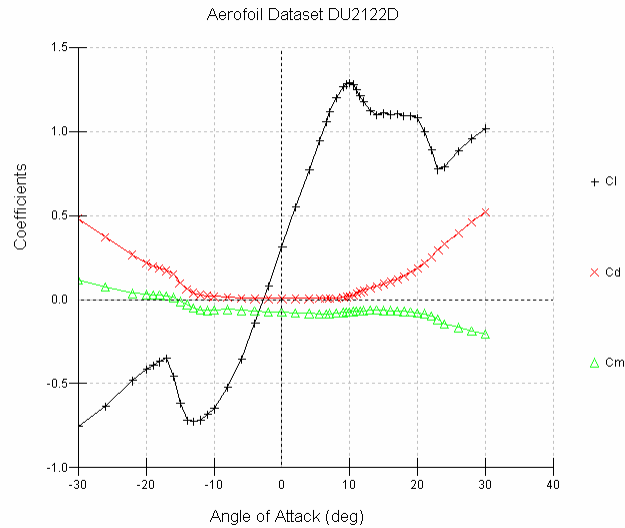


Figura 8. Ejemplo de modelo aerodinámico de palas de un aerogenerador: ángulo de ataque para un perfil de pala tipo DU2122D (Fuente: Risoe).

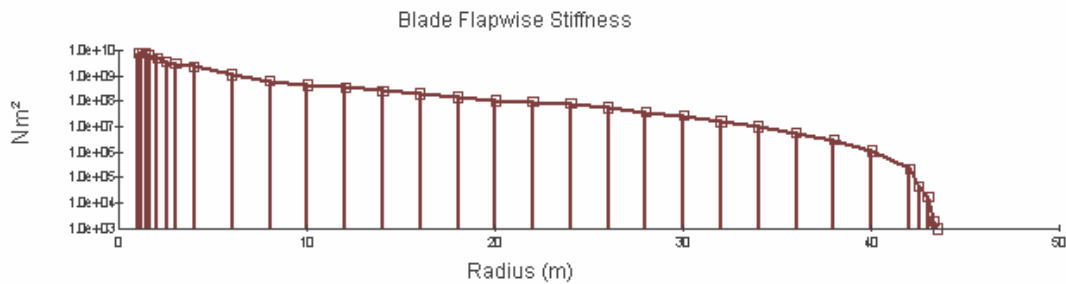


Figura 9. Ejemplo de modelo aerodinámico de palas de un aerogenerador: rigidez del radio de la pala en Nm² (Fuente: Risoe).

- Modelos de viento: el viento es un parámetro definido como un campo vectorial dentro de un cubículo finito (rectangular o cilíndrico a efectos del cálculo) y los modelos de viento vienen definidos por defecto basados en condiciones de terreno llano, baja rugosidad, latitudes intermedias y atmósfera estable. Las principales características técnicas del viento que se analizan en los estudios aero-elásticos relacionadas con las cargas son las siguientes (Risoe):

- Turbulencias del viento: presentan una importante influencia en las cargas en función de su intensidad (%) y de impacto en par equivalente (kNm) (Ver ejemplo en el gráfico de la Figura 10).

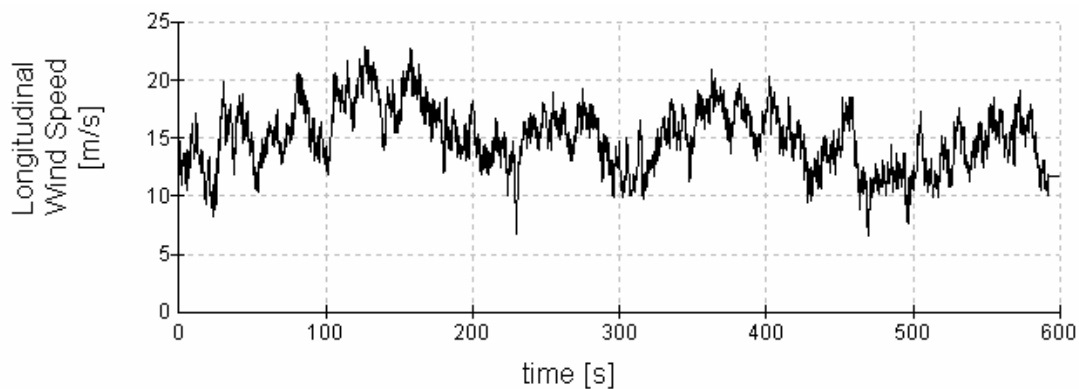


Figura 10 Ejemplo de gráfico de evolución de las turbulencias del viento: velocidad del viento longitudinal (m/s) respecto al tiempo (s) (Fuente: Risoe).

- Cortadura del viento: La cortadura del viento y su perfil viene dada por dos componentes (Velocidad media del viento y la turbulencia en la dirección del viento). El perfil horizontal puede ser relevante en

terreno de emplazamiento complejo. Si existe perfil negativo de cortadura es un punto crítico a considera en los estudios de cargas al presentar los siguientes efectos: posibles impactos de la pala sobre la torre; daños en los engranes de la corona del sistema de giro; daños en los piñones de las reductoras del sistema de giro; elevados momentos de torsión en el eje principal, palas y torre; grietas en el bastidor principal. Ver ejemplo del perfil de cortadura del viento en el gráfico de la Figura 11 (Risoe).

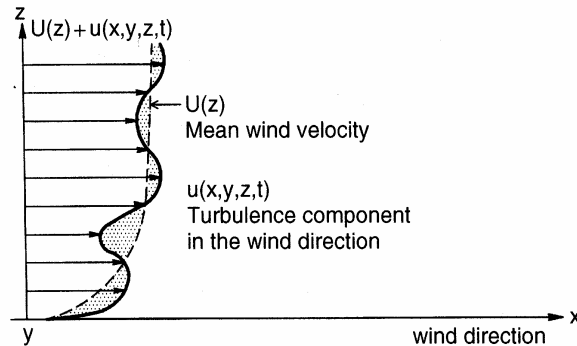


Figura 11 Ejemplo de gráfico de evolución del perfil de la cortadura del viento: dirección de la velocidad del viento respecto a la altura (Fuente: Risoe).

- Flujo ascendente del viento: la existencia de un flujo ascendente de viento en el emplazamiento y el ángulo que presenta la ascensión del viento respecto al terreno es un aspecto de influencia importante en los estudios de cargas. Las principales consecuencias que se presentan en el caso de flujo ascendente del viento son: efectos de aceleración de la velocidad del rotor; error vertical del sistema de giro; altos momentos de torsión del eje principal; momentos elevados en el sistema de giro y en el ángulo de inclinación; des-alineamiento de la nacelle respecto a la dirección del viento. Ver ejemplo del flujo del viento ascendente y del ángulo del mismo en el gráfico de la Figura 12).

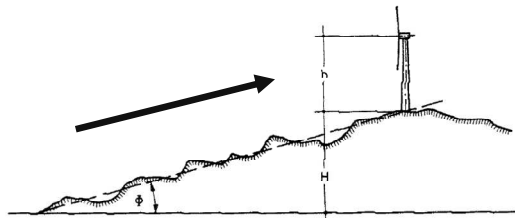


Figura 12. Ejemplo de gráfico esquemático del flujo ascendente del viento en dirección y ángulo de inclinación: upflow (Fuente: Risoe).

- Probabilidad de Distribución de la velocidad del viento: la distribución de la velocidad del viento presenta un perfil según el modelo de Weibull. Ver ejemplo en el gráfico de la Figura 13).

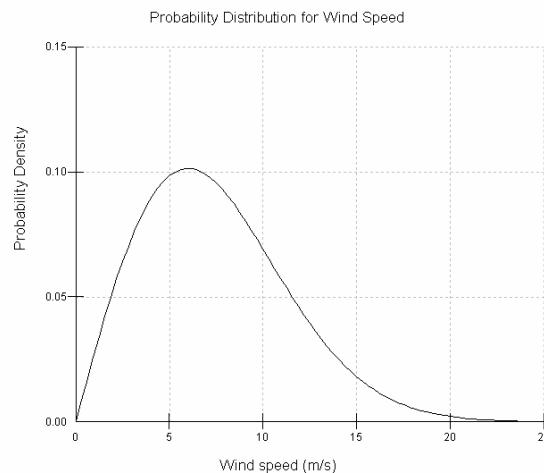


Figura 13. Ejemplo de gráfico de la probabilidad de distribución de la velocidad media del viento según el modelo de Weibull (Fuente: Risoe).

- Sombras de viento de un aerogenerador sobre otro: la existencia de sombras de viento entre varios aerogeneradores del mismo emplazamiento debido a su ubicación es un aspecto de influencia negativa en los estudios de cargas. Las principales consecuencias que se presentan en el caso de sombras son: incremento de la intensidad de las turbulencias del viento; velocidad de cortadura del viento negativa; velocidad del viento deficitaria y reducción del rendimiento eléctrico del aerogenerador. Ver ejemplo de sombras de viento en el gráfico de la Figura 14 (Risoe y fabricantes).

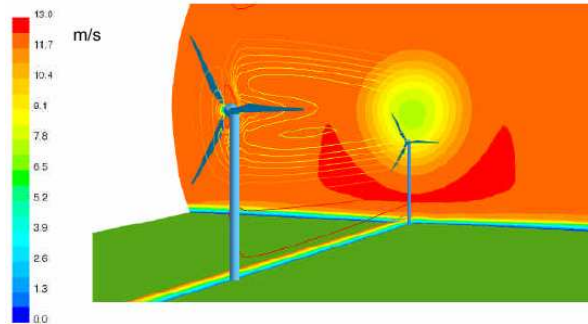


Figura 14. Ejemplo de esquema de sombras de viento entre aerogeneradores en un emplazamiento (Fuente: Risoe).

- Densidad del viento: el factor de densidad del aire (kg/m^3) varía con la temperatura (a mayor temperatura menor densidad del aire y a menor temperatura mayor densidad del aire) según se observa en el gráfico de la Figura 15.

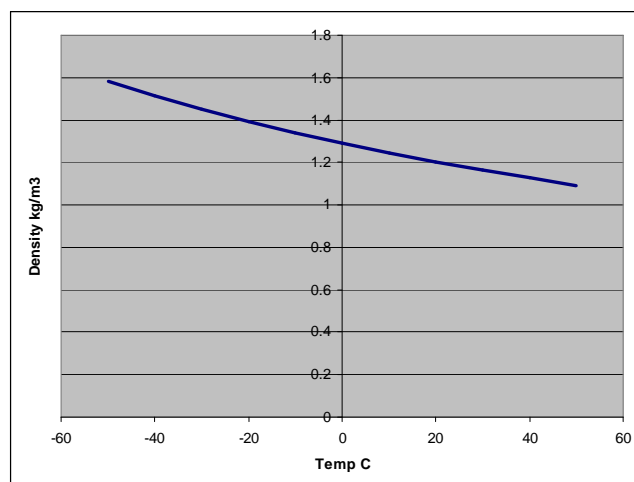


Figura 15. Gráfico de la variación de la densidad del aire en función de la temperatura. (Fuente: Risoe).

Debido a la influencia de la densidad del aire sobre las cargas del aerogenerador es preciso, a la hora de introducir las entradas de diseño del aerogenerador, tener en cuenta los efectos de las bajas y altas temperaturas del aire:

- Densidad del aire como factor de influencia en las cargas del aerogenerador.
- Evaluación de los requisitos de materiales para todos los rangos de temperatura de trabajo y ambientales.
- Procedimientos de soldadura en casos de baja temperatura.
- Los sistemas del aerogenerador deben cumplir los requisitos de funcionamiento en bajas temperaturas: sistemas de refrigeración, sistemas hidráulicos, sistemas de lubricación, etc.
- Requerimientos de tornillería: procedimientos de pre-tensionados para evitar roturas por sobretensiones.
- Instalación de elementos calefactores.
- Sistemas de detección de hielo en anemómetros, sensores de viento y bordes de ataque de las palas.
- Sistema de control de sobre-temperaturas y calentamientos excesivos de componentes y subsistemas.

B-Sistema de Control del aerogenerador:

El sistema de control presenta una influencia muy importante a tener en cuenta en el estudio de cargas de un aerogenerador. El diseño del sistema de control debe asegurar la estabilidad en la operación del aerogenerador y a su vez garantizar que los valores de las cargas están dentro de los valores objetivos de las mismas validadas por medio de programas de simulación de cargas. Adicionalmente el diseño del sistema de control del aerogenerador debe ser capaz de proporcionar cualquier demanda de los sub-sistemas que actúan en el mismo (CENER, Escudero López, González Velasco).

Las principales características técnicas que se incluyen en el diseño del sistema de control son (:

- Control de pitch individual: el objetivo es reducir las cargas aerodinámicas y los desequilibrios producidos por las condiciones de viento como son cortadura de viento, flujo ascendente (*Upflow*), turbulencias del viento, des-alineamientos.
- Modo de seguridad del aerogenerador: es la posición adoptada por el sistema de control en situaciones de alta velocidad del viento y des-alineamientos del sistema de giro.
- Disfunciones de la conexión a red: se utilizan diseños eléctricos y componentes específicos para obtener un mejor rendimiento en caso de disfunciones de la conexión a la red. Por ejemplo: generadores de imanes permanentes, resistores tipo *chopper*, etc.
- Paradas suaves de aerogenerador: se activan mediante procedimientos específicos de parada.
- Sistemas de amortiguación en la torre: el objeto es la reducción de las vibraciones de la torre.
- Sistema de control de pitch: el objeto es la reducción de sobre-velocidades del aerogenerador.

C-Casos de Cargas de Diseño:

En relación al proceso de verificación estructural de las cargas de diseño de un aerogenerador (denominado “Casos de Cargas de Diseño”) se puede realizar mediante:

- Cálculos teóricos de cargas de diseño.
- Ensayos reales (se lleva a cabo un análisis y comprobación de las características técnicas sobre prototipos de aerogenerador o componentes físicos). Hay que tener en consideración adicionalmente las condiciones externas de naturaleza ambiental, eléctrica y de tipo de suelo del emplazamiento del ensayo.

Por lo tanto la verificación estructural de las cargas de diseño de un aerogenerador está sujeta a dos conceptos: 1-el comportamiento estructural del diseño bajo diferentes tipos de cargas de diseño y 2-La acción de los diferentes tipos de cargas y condiciones externas que actúan en operación sobre el aerogenerador. Estas condiciones del diseño pueden a su vez ser clasificadas bajo el concepto de la situación de operación del aerogenerador:

- Condiciones de operación: parada, arranque, funcionamiento en vacío y en carga, producción de potencia nominal, etc.
- Condiciones transitorias: transporte, montaje, instalación en el emplazamiento, averías del sistema de control, avería del sistema de protección, pérdida de conexión a la red, sobre-velocidad, operaciones de mantenimiento y reparación, ensayos de certificación y de calidad, etc.
- Condiciones externas: se subdividen a su vez en los siguientes conceptos de aplicación.

- Ambientales:

Condiciones normales: reproducen las condiciones de operación en cargas a largo plazo. Las principales características que influyen son:

- Distribución de velocidades medias del viento: a largo plazo según la probabilidad de distribución del modelo Weibull.
- Modelo de perfil de velocidad de viento normal (NWP=Normal Wind Profile).
- Modelo de turbulencia normal (NTM=Normal Turbulence Model).
- Densidad del viento.

Condiciones extremas: son cargas en condiciones extremas poco frecuentes. Las principales características que influyen son:

- Modelo extremo de velocidades de viento (EMW=Extreme Model Wind).
- Ráfaga extrema de operación (EOG = Extreme Operating Gust).
- Cambio extremo de dirección (EDC= Extreme Direction change).
- Ráfaga extrema coherente (ECG= Extreme Coherent Gust).
- Ráfaga extrema coherente con cambio de dirección (ECD=Extreme Coherent Direction).
- Cortadura extrema (EWS= Extreme Wind Shear).

Otras condiciones: temperatura, densidad del aire, radiación solar, lluvia, granizo, nieve, humedad, salinidad, rayos, partículas en suspensión, agentes químicos, sismos, etc.

Wind turbine class	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A I_{ref} (-)	0,16			
B I_{ref} (-)	0,14			
C I_{ref} (-)	0,12			

Figura 16: Gráfico de velocidades de viento y clases de aerogeneradores: V es velocidad media del viento e I es el valor de la turbulencia del viento (Fuente: IEC).

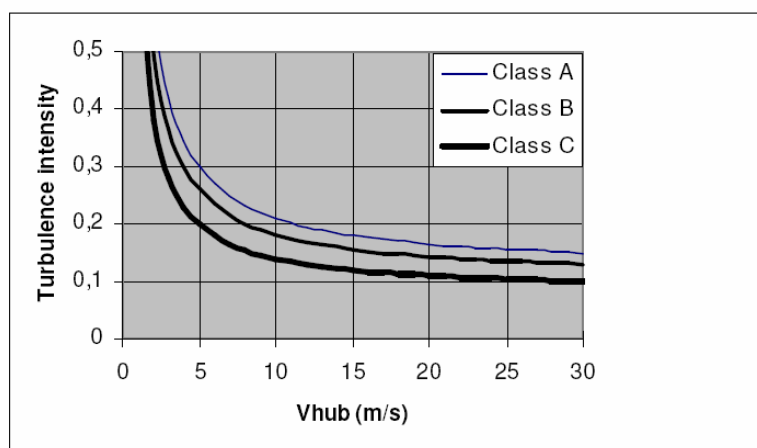


Figura 17: Ejemplo de gráfico de turbulencias típicas del viento: intensidad de la turbulencia y velocidad del rotor (m/s) (Fuente: Risoe).

- Eléctricas: condiciones de la red eléctrica a la que se conecta el aerogenerador.
- Tipo de suelo: condiciones relacionadas con la cimentación a realizar en el emplazamiento.

Según se requiere en la norma IEC 61400-1 es necesario verificar un número mínimo de “Casos de cargas de diseño” para poder garantizar la integridad estructural del aerogenerador los cuales vienen definidos como referencia en la siguiente tabla de la norma la cual relaciona las situaciones de diseño con los parámetros de condiciones de viento, condiciones de fallo del aerogenerador y coeficientes de seguridad (Figura 17). En la Figura 18 se indican los 6 principales vectores componentes de las cargas (F_x , F_y , F_z , M_x , M_y , M_z).

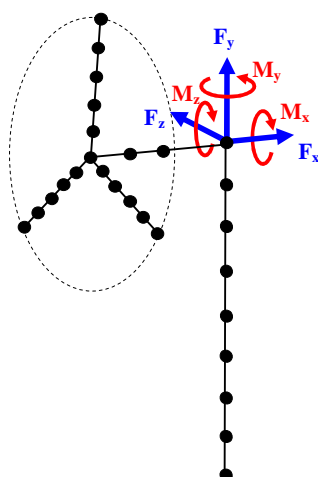


Figura 18: Esquema de los principales vectores componentes de las cargas de un aerogenerador On-Shore (Fuente: elaboración propia).

Design situation	DL C	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	-
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_f - 2 \text{ m/s}$, V_f , $V_f + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_f \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	-
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	-
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}$, $V_f \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}$, $V_f \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	-
	4.2	EOG $V_{hub} = V_f \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_f \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year recurrence period		U	N
	6.2	EWM 50-year recurrence period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year recurrence period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	-
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM 1-year recurrence period		U	A
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	NTM V_{maint} to be stated by the manufacturer		U	T
	8.2	EWM 1-year recurrence period		U	A

Figura 19: Tabla general de casos de cargas de diseño según la norma IEC 61400-1 (Fuente: IEC).

En los estudios de cargas de un aerogenerador On-shore se deben aplicar como concepto de cálculo los casos de cargas extremas y de cargas a fatiga teniendo en cuenta que cada caso de cargas influye de una manera determinada en cada componente principal, y que a su vez los componentes del aerogenerador son diseñados y dimensionados en función de las cargas extremas y de las cargas a fatiga.

En el diseño estructural y en la verificación de los “Casos de cargas de diseño” se deben considerar en todos los casos coeficientes de seguridad parciales con objeto de eliminar la incertidumbre en la variabilidad de las cargas, características de los materiales, incertidumbre de los métodos de análisis y evaluación de las consecuencias del fallo del aerogenerador.

Se emplean tres tipos de coeficientes de seguridad parciales:

- Coeficientes de seguridad de las cargas de diseño.
- Coeficientes de seguridad de los materiales.
- Coeficientes de seguridad de las consecuencias del fallo del aerogenerador.

En la Figura 20 se indican los coeficientes parciales de seguridad utilizados en los horizontes de cargas favorables o desfavorables en función del tipo de carga analizado:

TIPO DE CARGA	CARGAS DESFAVORABLES			CARGAS FAVORABLES
	TIPO DE SITUACION DE DISEÑO			TODAS LAS SITUACIONES DE DISEÑO
	NORMAL Y EXTREMO	ANORMAL	TRANSPORTE Y MONTAJE	
AERODINAMICA	1,35	1,1	1,5	0,9
OPERACIONAL	1,35	1,1	1,5	0,9
GRAVEDAD	1,1 / 1,35*	1,1	1,25	0,9
OTRAS INERCIALES	1,25	1,1	1,3	0,9

*EN EL CASO DE QUE LAS MASAS NO SE HAYAN PESADO

Figura 20: Tabla de casos coeficientes parciales de cargas de diseño según la norma IEC 61400-1 (Fuente: CENER).

Con objeto de realizar el análisis de estado último de cargas de diseño se llevan a cabo los siguientes estudios de parámetros técnicos:

- Análisis de cargas extremas: se aplican los coeficientes parciales en función de la tipología de la carga según los valores indicados en la Tabla de la Figura 21. El procedimiento a seguir es obtener los valores máximos y mínimos para cada componente y caso de cargas. Se utiliza en cada caso el coeficiente que aplica y a partir de esto se calcula la envolvente de cargas para todos los casos de cargas obteniéndose así las cargas extremas para cada componente del aerogenerador. En los casos de turbulencias extremas (estocásticas) las cargas son también estocásticas y se utilizan aproximaciones estadísticas para obtener la carga característica.
- Análisis de fatiga: se utiliza la *regla de Miner* en la que el daño a fatiga se obtiene al aplicar el concepto de que se sobrepasará el estado último de resistencia a fatiga cuando el daño acumulado supere el valor de la unidad. Las cargas de fatiga son causadas por cargas cíclicas (amplitud y carga media) y la vida estimada de 20 años de un aerogenerador. Las cargas equivalentes de fatiga se obtienen por medio de la combinación de todos los casos de cargas de fatiga. Indicar adicionalmente que cada modo de velocidad media de viento (m/s) tiene su contribución en las cargas finales de fatiga.

Hay dos parámetros principales que se utilizan en la definición de los estudios de cargas por fatiga:

- Rain Flow Counting (RFC): es utilizado para el cálculo de cargas de fatiga en los componentes estructurales del aerogenerador (Torre, bastidor principal, eje principal). Ver el gráfico de fatiga tipo en la Figura 21.

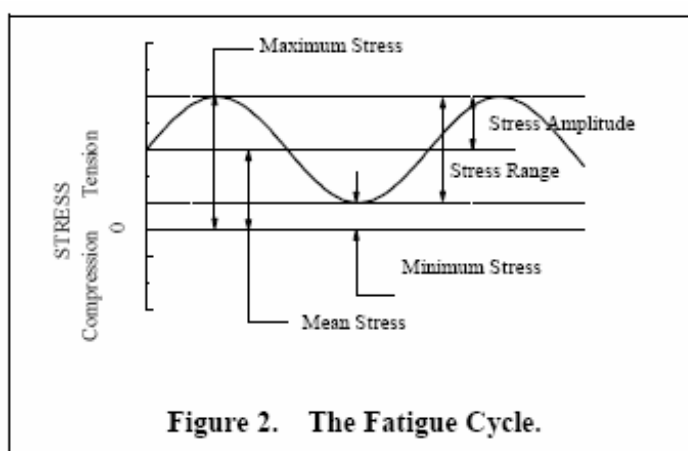


Figure 2. The Fatigue Cycle.

Figura 21: Modelo de gráfico tipo del ciclo de fatiga para el estudio de cargas de fatiga (Fuente: Risoe).

El objetivo de este estudio de cargas de fatiga RFC (Rain Flow Counting) es convertir las cargas estocásticas en cargas equivalentes cíclicas que ocasionen los mismos daños a fatiga a los componentes del aerogenerador. Se debe llevar a cabo un estudio de cargas equivalentes RFC para cada caso de cargas de fatiga (Ver ejemplo tipo en la Figura 22).

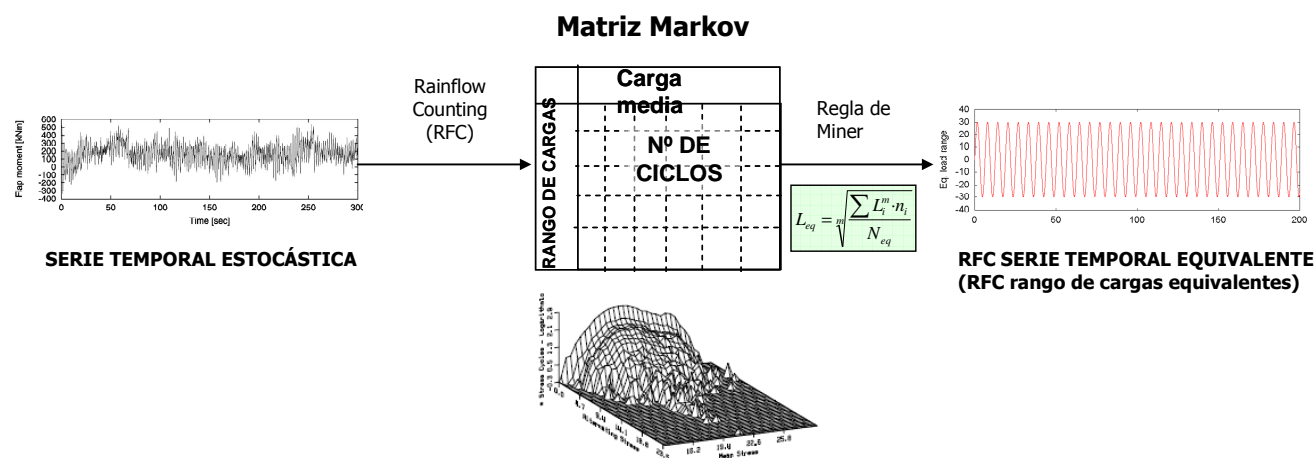


Figura 22: Ejemplo de esquema gráfico del estudio de cargas de fatiga RFC (Rain flor Counting) para el estudio de cargas de fatiga (Fuente: Risoe).

- **Duración de la distribución de cargas (LDD = Load Duration distribution):** es utilizado para el cálculo de cargas de fatiga en los componentes giratorios del aerogenerador (Multiplicadora, rodamientos, etc.). Proporciona el acumulado en tiempo (duración de la carga) de cada nivel de cargas de fatiga. En la Figura 23 se presenta un ejemplo tipo de distribución temporal de cargas de fatiga en una multiplicadora donde se analizan los parámetros técnicos de velocidad en el rotor (r.p.m), par en el eje de la multiplicadora (Nm) y tiempo (horas).

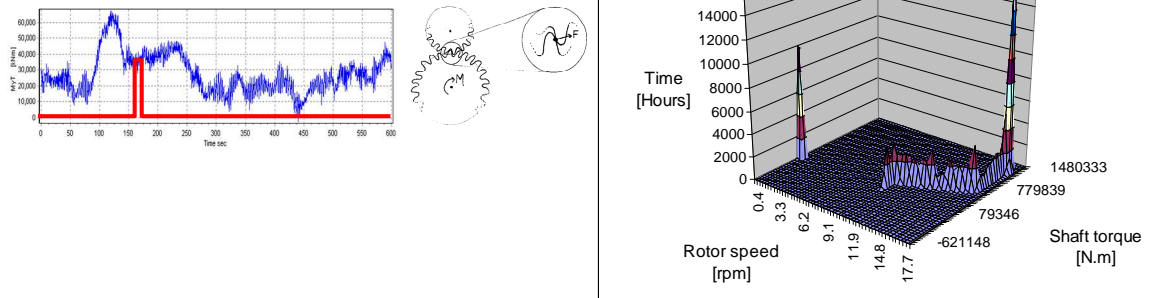


Figura 23: Ejemplo de esquema gráfico del estudio de cargas de fatiga LDD (Load Duration Distribution) para el estudio de cargas de fatiga (Fuente: Risoe).

- **Análisis de estabilidad:** no se permite el pandeo de ningún componente bajo características normales, permitiéndose el pandeo elástico solo en aquellos componentes cuyo fallo no implique el fallo de componentes adicionales.
- **Análisis de deflexiones críticas:** debe comprobarse que no se producen deflexiones críticas que puedan afectar a la seguridad estructural del aerogenerador.
- **Frecuencias de resonancia en las estructuras:** se deben evitar las siguientes frecuencias de resonancia en las cargas y aplicar un margen de seguridad del 10% en el cálculo de masas para evitar las mismas.
 - Frecuencias de resonancia rotacionales y el primer armónico y los siguientes armónicos.
 - Frecuencias de resonancia de las palas (Flap y Edge).
 - Frecuencia de resonancia de la multiplicadora y sus armónicos.
 - Frecuencias de resonancia rotacionales y sus armónicos.
 - 1ª y 2ª Frecuencia de resonancia de la torre.
 - Frecuencias de resonancia de pandeo y torsionales del rotor y del eje de potencia (Drive Train).
 - Frecuencias de resonancia de pandeo del eje de potencia (Drive Train) y del generador.
 - Frecuencias de resonancia de las estructuras mecánicas trasera e inferior de la nacelle.

Component	Coordinate system	Dimensioning loads (Fatigue)						Dimensioning loads (Extreme)					
		Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Blade	Blade root + along blade										X	X	
Blade - Blade bearing bolted joint	Blade root										X	X	
Blade bearing	Blade root and hub										X	X	
Blade bearing - hub bolted joint	Hub										X	X	
Pitch system	Blade root						X						
Hub	Hub				X	X							
Hub-main shaft bolted joint	Interface rotating							X	X	X	X	X	X
Main shaft (LSS)	Interface rotating	X	X	X	X	X	X						
Main bearing	Shaft							X	X	X		X	X
Mainframe	Rotor	X	X	X	X	X	X						
Arm-torque system	Shaft				X								
Gearbox	Shaft				X								
Shrink disk	Shaft										X		
Coupling gearbox-generator (HSS)	Shaft										X		
Yaw system	Rotor	X	X	X	X	X	X						
Tower top	Tower top				X	X					X	X	
Tower bottom	Tower bottom				X	X					X	X	

Figura 24: Ejemplo de esquema gráfico del estudio de cargas de fatiga y cargas extremas para los diferentes vectores componentes de las cargas de un aerogenerador On-shore (Fx, Fy, Fz, Mx, My, Mz) (Fuente: Risoe).

2.4.2.4.1.2. Monitorización de Cargas de diseño.

En cuanto a la realización de ensayos reales cuyo fin es verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos estructurales de cargas de diseño, se lleva a cabo una campaña de monitorización de las cargas de diseño del aerogenerador y una recogida de datos en series temporales que nos proporcionará información sobre el comportamiento en operación.

Para ello se llevan a cabo las siguientes actividades: se definen las características técnicas a monitorizar y medir, se define el ensayo a realizar, se definen los tipos de sensores a instalar para la recogida y registro de datos, se lleva a cabo el ensayo.

Como características técnicas a considerar en los ensayos están las que se citan a continuación:

En condiciones normales de operación:

- Producción de potencia: en relación a la velocidad de viento.
- Producción de potencia con avería en el sistema de control o seguridad: en relación a la velocidad de viento.
- Parada y funcionamiento en vacío.

En condiciones de operación transitorias:

- Arranque.
- Parada.
- Parada de emergencia.
- Fallo de red.
- Activación del sistema de protección por sobre-velocidad.

Las características técnicas que se monitorizan durante los ensayos de cargas del aerogenerador así como los parámetros técnicos relacionados se indican según la siguiente clasificación:

- **Cargas fundamentales:** se indican las cargas mecánicas de puntos críticos del aerogenerador y la especificación que se controla.
 - Cargas en palas:
 - Momento flector
 - Momento flector lead-lag.
 - Cargas en rotor:
 - Momento de cabeceo (Tilt).

- Momento de orientación de góndola (Yaw).
 - Par de torsión del rotor.
- Cargas en la torre:
 - Flector en dos direcciones.
- Parámetros meteorológicos: se indican las características meteorológicas que es preciso monitorizar.
 - Velocidad del viento: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.
 - Dirección del viento: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.
 - Cortadura del viento.
 - Temperatura del aire: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.
 - Densidad del aire: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.
 - Gradiente de temperatura.
 - Presión del aire.
- Parámetros de operación del aerogenerador: se indican las características técnicas del aerogenerador y la obligatoriedad de la monitorización para realizar el estudio de cargas.
 - Potencia eléctrica: su control se considera obligatorio.
 - Velocidad del rotor: su control se considera obligatorio.
 - Angulo de paso (Pitch): su control se considera obligatorio.
 - Posición de la nacelle (Yaw): su control se considera obligatorio.
 - Posición azimutal del rotor: su control se considera obligatorio.
 - Conexión a la red eléctrica.
 - Estado de funcionamiento del sistema de freno.
 - Estado general de funcionamiento del aerogenerador: según los datos proporcionados sobre los parámetros técnicos por el panel de control.

En la fase de diseño de detalle, antes de realizar la ejecución de la documentación técnica (planos, especificaciones, cálculos, etc.), es necesario adicionalmente definir una serie de criterios y guías generales de diseño para los principales componentes, conjuntos y sub-conjuntos del aerogenerador.

Se indican a continuación los principales componentes, conjuntos y sub-conjuntos del aerogenerador y las principales características técnicas que deben ser definidas dentro de los criterios de diseño:

2.4.2.4.1.3. Criterios de diseño de un aerogenerador On-Shore.

Se detallan en los puntos siguientes los criterios de diseño de los principales componentes y sistemas de un aerogenerador On-Shore.

Criterios de Diseño del Rotor:

El rotor del aerogenerador se compone de los siguientes componentes principales: Pala, Sistema de cambio de paso, Bujes, Cono y Carcasa de protección.

- Pala: las características técnicas de diseño a considerar en el caso de las palas se indican a continuación.
 - Características aerodinámicas: Tipo de perfil de la pala.
 - Características de resistencia de los materiales (Externos e internos).
 - Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster / Fibra de carbono con matriz de poliéster.
 - Comprobaciones estructurales: comprobación de la resistencia frente a cargas últimas de las secciones de la pala a lo largo de toda la longitud de la pala. Modo de fallo según el criterio Puck basado en la norma VDI 2014.
 - Comprobación del pandeo frente a cargas últimas: de las vigas y de los paneles de las conchas de las palas.
 - Comprobación a vida de los materiales compuestos de la pala.
 - Verificación de las frecuencias naturales que afectan a la geometría y estructura de la pala.
 - Verificación de ausencia de delaminaciones frente a esfuerzos cortantes en casos de diseño con cargas últimas.
 - Verificación de la máxima deflexión en punta de pala: chequeo mediante códigos aero-elástico aplicando un coeficiente de mayoración de 1,5 y para cargas mayoradas la punta de la pala no entre en contacto con la torre.
 - Comprobación del diseño de unión de las raíces de las palas a los rodamientos del buje.
 - Tolerancias de fabricación: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
 - Tolerancias dimensionales (dimensiones y pesos): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- Sistema de cambio de paso: las características técnicas de diseño a considerar en el caso del sistema de cambio de paso se indican a continuación.

- *Sistema de cambio de paso con sistema hidráulico*: se realiza mediante cilindros hidráulicos y un mecanismo de levas que activan el giro de las palas sobre su eje modificando el ángulo de las palas frente a la dirección del viento.
 - Integridad estructural frente a cargas últimas y a fatiga de los mecanismos de levas / bielas y sus uniones mecánicas.
 - Capacidad de actuación del grupo hidráulico y de los cilindros hidráulicos: en las condiciones determinadas por el sistema de control (frecuencia de actuación, momentos de torsión máximos en base de raíz de pala debido a fuerzas aerodinámicas, desplazamiento de carrera de los cilindros).
 - Comprobación de inestabilidades en las uniones con la raíz de pala: rigidez de los sistemas frente a la rigidez torsional de la raíz de pala.
- *Sistema de cambio de paso con sistema eléctrico*: se realiza mediante cilindros con pistón y desplazamiento mecánico producido por un motor eléctrico y un mecanismo de piñón y engranaje que activan el giro de las palas sobre su eje modificando el ángulo de las palas frente a la dirección del viento.
 - Integridad estructural frente a cargas últimas y a fatiga de los mecanismos de engranes y de levas / bielas y sus uniones mecánicas.
 - Capacidad de actuación de los motores eléctricos y de los cilindros en las condiciones determinadas por el sistema de control (velocidad de giro, frecuencia de actuación, momentos de torsión máximos en base de raíz de pala debido a fuerzas aerodinámicas).
 - Comprobación de inestabilidades en las uniones con la raíz de pala: rigidez de los sistemas frente a la rigidez torsional de la raíz de pala.
- Integridad estructural del rodamiento de pala (son del tipo de bolas o de doble hilera de bolas): tensiones estructurales ocasionadas por el giro y por las deformaciones ocasionadas.
- **Buje (Fundido y mecanizado)**: Es el componente de unión de las palas al tren de potencia. las características técnicas de diseño a considerar en el caso del sistema de cambio de paso se indican a continuación.
 - Tipo de material de fundición de hierro del buje: esferoidal (EN-GJS- 400-18-LT ó GGG40.3).
 - Características mecánicas de la fundición de hierro: alargamiento, resiliencia, ductilidad, resistencia mecánica, composición química.
 - Comprobación estructural de resistencia en la condición de cargas últimas.
 - Comprobación estructural de fatiga en la condición de cargas últimas.
 - Verificación a fatiga mediante la utilización de Coeficientes de minoración para los parámetros:
 - Coeficiente de minoración del espesor de la fundición: la resistencia a fatiga disminuye con el espesor.
 - Coeficiente de minoración por grados de calidad del material de la fundición en función del tipo de defectos (porosidad, textura defectuosa, presencia de grafito Chunky: los defectos superficiales implican una menor resistencia a la fatiga en el buje.
 - Coeficiente de minoración de tamaño debido a la rugosidad superficial del buje: una mayor rugosidad superficial implica una menor resistencia a la fatiga en el buje.
 - Coeficiente de minoración por probabilidad de supervivencia a la fatiga (Valor característico exigido por GL es 97,7%).
 - Comprobación de la unión atornillada del buje al eje y de las uniones atornilladas a la raíz de pala: verificación de tensiones de los tornillos según normativa alemana VDI y curvas S-N de la norma Eurocódigo N°3 (EC-3).
 - Tensiones en el buje asociadas a la interfaces de unión con la raíz de la pala y con el rodamiento: rigidez de las bolas de los rodamientos y de los platos de palas.
 - Criterios y especificaciones de reparaciones de defectos en la fundición: cross, poros, retrabados permitidos, disminuciones máximas de espesores de la reparación, radios de reparación en bordes y fondos.
 - Tolerancias de mecanizado: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- **Cono y Carcasa de protección**: Es el componente de unión de las palas al tren de potencia. las características técnicas de diseño a considerar en el caso del Cono y de la Carcasa de protección se indican a continuación.
 - Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster.
 - Comprobación de la resistencia del material en función de dimensiones exteriores, uniones atornilladas definidas y cargas de viento.
 - Tipo de geometría en función de parámetros como la aerodinámica, imagen de marca, requisitos de dimensiones exteriores por necesidades funcionales.
 - Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.

Criterios de Diseño del Tren de Potencia:

- **Eje (Forjado y mecanizado)**: El eje rotatorio realiza la unión entre el buje y la caja de multiplicación o el generador. Las características técnicas de diseño a considerar en el caso del eje se indican a continuación.
 - Tipo de material de acero forjado del eje seleccionado.

- Características mecánicas del acero forjado del eje: alargamiento, resiliencia, ductilidad, resistencia mecánica, composición química.
- Comprobación estructural de resistencia en la condición de cargas últimas: en las condiciones de mayor momento torsor, mayor momento flector y la combinación de ambos a la vez.
- Comprobación estructural de fatiga en la condición de cargas últimas: en la peor condición de momentos flectores alternados.
- Verificación a fatiga del acero del eje forjado mediante la utilización de Coeficientes de minoración para los parámetros:
 - Coeficiente de minoración de tamaño debido a las propiedades mecánicas: la resistencia a fatiga disminuye con el tamaño.
 - Coeficiente de minoración de tamaño debido a la geometría del eje: la resistencia a fatiga en modo de flexión alternada disminuye con el diámetro del eje.
 - Coeficiente de minoración de tamaño debido a la rugosidad superficial del eje: una mayor rugosidad superficial implica una menor resistencia a la fatiga en el eje.
 - Coeficiente de minoración por probabilidad de supervivencia a la fatiga (Valor característico exigido por GL es 97,7%).
 - Coeficiente de entalla: coeficientes de concentración de tensiones en diferentes secciones del eje.
- Tolerancias dimensionales (forja): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- Tolerancias dimensionales (mecanizado): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- **Rodamientos:** Su función es transmitir las cargas hacia el bastidor a través de los apoyos del eje. Las características técnicas de diseño a considerar en el caso de los rodamientos se indican a continuación.
 - Tipo de rodamientos seleccionados: Rodillos esféricos auto-alineados / Dos hileras de rodillos cónicos / Tres hileras de rodillos cónicos / Otros.
 - Número de rodamientos en el eje:
 - Dos rodamientos en el eje principal: En general es el modelo estandar en casi todos los diseños de aerogeneradores.
 - Un rodamiento en el eje principal: se utiliza en los modelos de eje de tren de potencia compacto con dimensiones de eje principal más reducidas.
 - Dimensionamiento de los rodamientos del eje: aplicación de normas internacionales ISO / DIN / ANSI, recomendaciones y estándares de los fabricantes de rodamientos.
 - Tipo de material del rodamiento en el eje.
 - Cálculos de vida de los rodamientos: en función de los esfuerzos internos a soportar por los rodillos en función de la precarga y de la rigidez de la estructura de soporte del rodamiento.
 - Tipo de sellado de los rodamientos.
 - Tipo de lubricación de los rodamientos: Auto-lubricación / Lubricación forzada / Otros.
 - Comprobación y cálculo de la capacidad estructural última frente a cargas estáticas extremas.
 - Comprobación y cálculo de la capacidad a fatiga frente a cargas dinámicas extremas.
 - Comprobación de la duración en funcionamiento a vida durante 20 años: el equivalente para aerogeneradores On-Shore de 120000 a 175000 horas de operación.
- **Multiplicadora:** Su principal función es la de multiplicar en el eje de salida la velocidad del eje de entrada (baja velocidad) que viene dada por el eje principal del aerogenerador. Las características técnicas de diseño a considerar en el caso de la multiplicadora se indican a continuación.
 - Definición del tipo de configuración de las etapas del eje de la multiplicadora:
 - 1 etapa planetaria y 2 etapas paralelas.
 - 1 etapa planetaria y 2 etapas planetarias.
 - Comprobación de los dientes de los engranajes:
 - Capacidad estática de los engranajes frente a cargas últimas.
 - Capacidad dinámica de los engranajes frente a cargas de fatiga.
 - Resistencia a fatiga de los engranajes frente a fatiga resistente y a desgaste.
 - Cálculo y dimensionamiento de la multiplicadora: Aplicación de normas internacionales ISO / DIN / ANSI, recomendaciones y estándares de los fabricantes de multiplicadoras.
 - Comprobación de los rodamientos: aplican los mismos puntos y conceptos que para los rodamientos del eje principal del aerogenerador.
 - Comprobación de la resistencia torsional de los ejes de la multiplicadora.
 - Comprobación de la resistencia de la carcasa exterior de la multiplicadora: en relación a cargas extremas y a fatiga.
 - Comprobación de la rigidez de la carcasa externa y de los ejes internos: en relación a los efectos de desalineamientos de los ejes y de la distribución de cargas en los satélites de las etapas planetarias.
 - Comprobación de frecuencias naturales de la multiplicadora.
 - Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.

Criterios de Diseño de la Nacelle:

- **Bastidor Delantero (Fundido y mecanizado):** Este componente recibe las cargas transmitidas por el eje principal, soporta toda la maquinaria integrada en la Nacelle y transmite los esfuerzos y cargas a la torre a través de los componentes del sistema de giro. Las características técnicas de diseño a considerar en el caso del bastidor delantero se indican a continuación.
 - Tipo de material del bastidor delantero:
 - Fundición de hierro esferoidal (mecanizada posteriormente): EN-GJS- 400-18-LT ó GGG40.3).
 - Bastidor Mecano-soldado de acero: Tipo de acero S-275 / S-355.
 - Tolerancias de fundición: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
 - Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
 - Comprobaciones técnicas del bastidor delantero de fundición: aplican las mismas que las del buje en lo relativo a resistencia a cargas últimas y comprobación estructural de cargas a fatiga.
 - Comprobaciones técnicas específicas que aplican al bastidor delantero mecano-soldado:
 - Comprobación de resistencia a cargas últimas: aplicación de la norma EC-3 en cuanto a criterios de la capacidad estructural de las uniones soldadas.
 - Comprobación estructural de cargas a fatiga: aplicación de la norma EC-3 y de la norma EWI (European Welding Institute) para el cálculo de curvas S-N de tensiones nominales y de tensiones geométricas.
 - Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).
 - Comprobación de la rigidez estructural del bastidor delantero.
 - Comprobación de definición de diseño para la verificación a fatiga:
 - Aristas vivas eliminadas y radios adecuados en los bastidores de fundición.
 - Garantizar el grado de penetración adecuado de la soldadura en las uniones de componentes del bastidor mecano-soldado.
- **Bastidor Trasero (mecano-soldado):** Este componente no presenta criticidad estructural y su función es alojar componentes de la nacelle. Las características técnicas de diseño a considerar en el caso del bastidor delantero se indican a continuación.
 - Tipo de material del Bastidor Mecano-soldado de acero: Tipo de acero S-275 / S-355.
 - Tipos de soldadura aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
 - Tolerancias de soldadura: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
 - Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
 - Comprobación de la rigidez estructural del bastidor trasero para evitar la transmisión de vibraciones.
 - Comprobación de resistencia a cargas estáticas y a pesos de los componentes.
 - Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).
 - Comprobación de las uniones atornilladas del bastidor trasero al bastidor delantero mediante unión atornillada: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).
- **Estructuras Metálicas auxiliares:** son estructuras que se montan sobre los bastidores y su función es la de alojar diferentes componentes de la nacelle (Grúas, ventiladores, motores, etc.). Las características técnicas de diseño a considerar en el caso de las estructuras metálicas exteriores se indican a continuación.
 - Comprobación de la rigidez estructural de las estructuras metálicas auxiliares.
 - Comprobación de resistencia a cargas estáticas y a pesos de los componentes.
 - Especificaciones de materiales aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
 - Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- **Carcasa exterior de la Nacelle:** las características técnicas de diseño a considerar en el caso de la Carcasa exterior de la Nacelle se indican a continuación.
 - Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster.
 - Comprobación de la resistencia del material en función de dimensiones exteriores, uniones atornilladas definidas y cargas de viento.
 - Comprobación de la rigidez estructural para garantizar el atornillado a las estructuras metálicas auxiliares.
 - Comprobación de la resistencia a cargas de presión y succión de viento.
 - Comprobación de la resistencia a cargas de peso de nieve en la cubierta de la carcasa.
 - Comprobación de la resistencia a cargas y sobrecargas por uso en la cubierta y suelo de la carcasa.
 - Tipo de geometría en función de parámetros como la aerodinámica, imagen de marca, requisitos de dimensiones exteriores por necesidades funcionales.
 - Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- **Corona del sistema de giro de la Nacelle:** El componente es un anillo dentado que va atornillado a la brida superior de la torre. Las características técnicas de diseño a considerar en el caso de la corona del sistema de giro de la nacelle se indican a continuación.

- Comprobación de la resistencia a rotura de las áreas dentadas: en función de los picos de momentos de giro.
- Comprobación del desgaste de los dientes de la corona: garantizar la selección de características mecánicas después del tratamiento térmico.
- Comprobación de la geometría del diseño en los dientes de la corona y en los de las moto-reductoras para prevenir un desgaste prematuro por fricción.
- Comprobación de la selección del tipo de material de la corona y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.
- Comprobación de la resistencia y rigidez necesarias para garantizar el frenado de la corona sin daños sobre los dientes.
- Especificaciones de materiales aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor y a la brida de torre de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).
- Tolerancias de forja: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- **Rodamiento del Sistema de giro de la Nacelle:** la Nacelle se une a la torre por medio de unos rodamientos junto con un material deslizante para permitir la orientación de la nacelle en la dirección del viento. Las características técnicas de diseño a considerar en el caso del sistema de giro de la Nacelle se indican a continuación.
 - Comprobación de la resistencia a cargas axiales del rodamiento.
 - Comprobación de la resistencia a cargas radiales del rodamiento.
 - Comprobación de la resistencia a momentos de giro del rodamiento.
 - Comprobación de la resistencia estructural del material de deslizamiento.
 - Comprobación del desgaste de las pastillas de deslizamiento.
 - Comprobación de la vida a fatiga de las pastillas de deslizamiento.
 - Comprobación de la selección del tipo de material del rodamiento y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.
 - Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor y a la brida de torre de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).
 - Tolerancias de forja: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
 - Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- **Moto-reductoras del sistema de orientación:** las moto-reductoras montan unos motores eléctricos para activar el sistema de orientación. Las características técnicas de diseño a considerar en el caso de los sistemas de freno se indican a continuación.
 - Comprobación del dimensionamiento en potencia (kW) y rendimiento (%) de los motores para garantizar la capacidad de giro y vencer el momento de fricción de las fuerzas externas.
 - Comprobación del dimensionamiento geométrico de la reductora (piñón, eje, engranajes) para garantizar la capacidad de giro ante el máximo momento del sistema.
 - Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).
 - Comprobación de la selección del tipo de material de los engranajes de unión a la corona y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.
 - Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- **Sistemas de freno:** las características técnicas de diseño a considerar en el caso de los sistemas de freno se indican a continuación.
 - Comprobación de la selección del tipo de sistema de freno: Activo (Arandelas de fricción; placas de fricción) / Pasivo (Pinzas de freno y un disco de freno).
 - Comprobación de la capacidad de frenada del sistema de freno: debe soportar el máximo momento en las condiciones más exigentes.
 - Comprobación del mantenimiento del ángulo de azimut del sistema de freno.

Criterios de Diseño de la torre y de la cimentación:

- **Torre:** las características técnicas de diseño a considerar en el caso de la torre se indican a continuación.
 - Comprobación del Tipo de material seleccionado según el tipo de torre:
 - Torre de acero: Material de Acero S-235, S-275, S-355.
 - Torre de hormigón: Material
 - Torre de celosía: Material metálico en forma de celda (mecano-soldado más galvanizado).
 - Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de acero, estructuras metálicas: EC-3 y norma DIN 18800.

- Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de hormigón: EC-3 y norma DIN 18800.
- Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de celosía de acero, estructuras metálicas: EC-3 y norma DIN 18800.
- Comprobación del dimensionamiento geométrico de la torre: dimensiones de cada tramo y del conjunto final (acero, hormigón, híbrida acero-hormigón, celosía), espesor de chapa, etc.
- Espesores de material (mm) de cada tramo de la torre.
- Comprobación de las uniones atornilladas entre bridas de tramos: dimensionamiento de latonillería y pares de apriete (N/m).
- Comprobación de las uniones atornilladas entre bridas de tramos: dimensionamiento de la tornillería y pares de apriete (N/m).
- Comprobación estructural de cargas últimas de las uniones atornilladas entre bridas de tramos.
- Comprobación estructural a fatiga de las uniones atornilladas entre bridas de tramos.
- Comprobación estructural a fatiga de las zonas de puertas y ventana: chequeo de zonas de concentración de tensiones y de pandeo.
- Comprobación estructural de la respuesta dinámica de la torre a las frecuencias de resonancia.
- Comprobación de cargas estructurales y fatiga: de las uniones soldadas entre las bridas y las virolas de cada tramo de torre.
- Comprobación de la estabilidad o pandeo de la torre.
- Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado según requisitos y estándares definidos por el fabricante.
- **Cimentación:** las características técnicas de diseño a considerar en el caso de la cimentación se indican a continuación.
 - Comprobación de las tensiones del terreno de la cimentación.
 - Características del terreno: dimensiones y características geotécnicas.
 - Tipo de zapata de cimentación terrestre:
 - Forma geométrica: cuadrada / octogonal / circular.
 - espesor mínimo (m) del canto para superar la resistencia a esfuerzos de cortadura.
 - Tipo de forma del canto: constante / discontinuo.
 - Lado mínimo (m) de la cimentación para superar la resistencia al vuelco.
 - Comprobación de las cargas de resistencia a los momentos flectores de las varillas de hierro de la armadura inferior y superior.
 - Comprobación del diseño de detalle y del camino de distribución de cargas de la unión de la cimentación con la virola de la torre: pernos de unión / Unión embebida por medio de ranuras.
 - Diseños de cimentación alternativos para terrenos débiles con baja capacidad de resistencia: zapatas con varios pilotes / zapata estándar reforzada con micropilotes / zapata con mono-pilote.
 - Comprobación estructural de cargas a fatiga.
 - Comprobación estructural de cargas últimas: según normativa de certificación de hormigón EHE-99.
 - Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado según requisitos y estándares definidos por el fabricante.

Vibraciones del aerogenerador.

El aerogenerador es un sistema dinámico sometido a las cargas variables del viento por una parte y por otra a unas cargas variables del momento de giro del rotor y de las palas por la acción de viento.

En lo referente a los aspectos técnicos relativos a las vibraciones hay que tener en consideración dos características técnicas que influyen en el aerogenerador:

- Amplitud excesiva de las vibraciones: pueden ocasionar un colapso y fallo total del aerogenerador.
- Nivel de amplitud de las vibraciones a fatiga: el nivel de amplitud de las vibraciones de las cargas tiene que estar dentro de unos parámetros que garanticen la vida a fatiga del aerogenerador, de los componentes estructurales (torre, buje, bastidor), componentes mecánicos principales.

La norma general que aplica en cuanto a requisitos de vibraciones es la norma ISO10816.

En la fase de diseño de detalle es preciso calcular los siguientes parámetros técnicos que afectan al comportamiento del aerogenerador ante vibraciones:

- Cálculo de frecuencias naturales de la torre del aerogenerador (Hz): se deben considerar la masa e inercias del rotor y de la nacelle.
- Amortiguamientos aero-dinámicos del aerogenerador: se deben calcular para determinar el comportamiento dinámico del aerogenerador.

El aerogenerador On-Shore es un sistema que presenta flexibilidad con muy poca amortiguación (la interacción entre torre y cimentación por una parte y las fuerzas aerodinámico del rotor y las palas por otro). Para conseguir la

amortiguación adecuada y garantizar que no se produzca un colapso del aerogenerador y se garantice la fatiga a vida en vibraciones se deben tomar una serie de medidas técnicas de diseño para tal fin, tales como las siguientes:

- Sistema de orientación: introducción de patines deslizantes de fricción o sistemas de freno activos (con regulación de presión de frenado durante el giro de la nacelle) en la corona de giro para realizar la absorción de vibraciones.
- Multiplicadora y generador eléctrico: montaje de componentes anti-vibratorios (silent-blocks) en la base de los componentes con objeto de absorber las vibraciones de la nacelle.
- Torre: montaje de elementos de amortiguación en la torre para evitar las vibraciones inducidas por el potencial acoplamiento entre la rotación de las palas y la flexión de la torre. Los elementos de amortiguación más usuales son masas colgantes (arena o pesos colgados dentro de un recipiente con aceite) situadas en la parte superior de la torre.

En síntesis hay que indicar que la fase de diseño de detalle debe garantizar mediante todos los cálculos y la documentación técnica correspondiente que el aerogenerador dispondrá de una vida útil de 20 años con la fiabilidad requerida y el coste de la energía especificado (COE). Las características técnicas del aerogenerador vienen garantizadas desde el punto de vista teórico mediante las correspondientes justificaciones que aseguran la fiabilidad estructural a través de cálculos, estudios de cargas en condiciones extremas, estudios de cargas a fatiga, deflexiones máximas y cálculos de sub-componentes.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.4.1.2. Características técnicas de detalle del aerogenerador y de la nacelle Onshore.

En el Anexo 2.4.2.4.1.2. (Matrices de las fases de diseño de un aerogenerador Onshore) se presentan una matrices resumen con las características técnicas de detalle identificadas para cada fase del diseño del aerogenerador Onshore. Los datos aportados en las matrices se basan en los obtenidos en el Anexo 2.4.2.4.1.1. y en la bibliografía consultada, la cual está referenciada en este último anexo.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGIA EOLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO CONCEPTUAL	FASE DE IDENTIFICACIÓN DEL MERCADO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEMANDADAS POR EL MERCADO Y POR LOS CLIENTES	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia (MW). • Diseño con multiplicadora o tipo Direct Drive (sin multiplicadora). • Tipo de generador eléctrico: jaula de ardilla, síncrono, asíncrono, imanes permanentes, etc. • Requisitos de conexión a la red. • Clase de aerogenerador según el viento del emplazamiento: Clase I, II, III, IV, S. • Diámetro de rotor. • Disponibilidad de funcionamiento (en %). • Altura de la torre. • Curva de potencia y producción anual de energía eléctrica. • Calidad de energía, ruido potencia activa y reactiva, etc. 	N.A.
	FASE DE DISEÑO CONCEPTUAL	DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GENERALES Y ESTRUCTURACIÓN TÉCNICA DEL AEROGENERADOR	CONFIGURACIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS TÉCNICOS DEL AEROGENERADOR: <ul style="list-style-type: none"> • Eje horizontal o vertical. • Solicitaciones mecánicas. • Tipo de tren de potencia. • Sistema con multiplicadora o con Direct Drive. • Configuración eléctrica. • Potencia. • Rendimiento eléctrico. • Código de red. • Tipo de torre: metálica, hormigón, híbrida, celosía. • Nº de palas. • Tipo de orientación hacia el viento: barlovento o sotavento. • Rendimiento en la producción de energía. • % de disponibilidad en operación. • Clase de aerogenerador en función del tipo de viento. 	N.A.
DISEÑO DE CONJUNTO	FASE DE DISEÑO FUNCIONAL	FASE INTEGRADORA DE LOS COMPONENTES, INTERFACES Y SISTEMAS QUE COMPONEN EL AEROGENERADOR.	SISTEMAS QUE SE INTEGRAN EN EL DISEÑO DE CONJUNTO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE <ul style="list-style-type: none"> • Torre. • Cimentación de la torre. • Palas. • Rotor. • Tren de potencia. • Nacelle. • Sistemas de giro y orientación. • Sistema de control. • Configuración eléctrica. • Conexión a red. 	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	VERIFICACIÓN ESTRUCTURAL DEL DISEÑO DE AEROGENERADORES	VERIFICACIÓN ESTRUCTURAL DEL DISEÑO MEDIANTE LA COMPROBACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	• Cálculos de diseño de detalle: deben asegurar que no se produzca un fallo de un componente o del sistema.	N.A.
			• Establecimiento de unos valores de cargas de diseño con unas características técnicas y unas características de resistencia de los materiales : a ambos parámetros se les asignan unos coeficientes parciales de seguridad (entre el 2% y el 5% para la resistencia de los materiales).	Coeficientes parciales de seguridad (entre el 2% y el 5% para la resistencia de los materiales)
			• Los coeficientes de seguridad parciales están definidos en función de: o Modo de fallo. o Consecuencias del fallo. o Periodicidad de las inspecciones asignadas para cada componente o sistema.	N.A.
			• Comprobaciones estructurales que se deben realizar sobre los componentes y los sistemas: o Comprobación de la resistencia estructural del componente o sistema a condiciones de cargas extremas: Análisis estructural frente a cargas externas. o Comprobación de la vida a fatiga del componente o sistema: Análisis de fatiga. o Comprobación de la Estabilidad estructural. o Verificación de las deflexiones máximas (palas y torres): Análisis de deflexiones críticas. o Verificación de resonancias de componentes o sistemas.	N.A.
			• Definición de tolerancias de componentes y sistemas.	N.A.
			• Definición de protección contra la corrosión y lubricación de componentes y sistemas.	N.A.
		NORMATIVAS GENERALES APLICABLES EN CUANTO A VERIFICACIÓN ESTRUCTURAL DEL DISEÑO DE AEROGENERADORES Y DE SUS SUB-COMPONENTES PRINCIPALES:	• NORMA IEC 61400-1 (WIND TURBINE GENERATOR SYSTEMS, PART 1: SAFETY REQUIREMENTS): DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE CARGAS DE DISEÑO QUE DEBEN SER VERIFICADOS.	N.A.
			• ESTANDAR GL (GERMANISCHER LLOYDS) (GL WIND GUIDELINE: REGULATION FOR THE CERTIFICATION OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS)	N.A.
			• ESTANDAR DANISH STANDARD DS 472 (LOAD AND SAFETY FOR WIND TURBINES STRUCTURES): CARGAS, PROPIEDADES DE MATERIALES Y METODOLOGÍA DE VERIFICACIÓN.	N.A.
			• NVN11400-0 (WIND TURBINES: CRITERIA FOR TYPE CERTIFICATION).	N.A.
			• DIBT RIGTLINIEN (WINDKRAFTANLAGEN EINWIRKUNGEN UND STANDSICHERHEITS NACHWEIS FÜR TURF UND GRUNDUNG): DEFINICIÓN DE CARGAS Y COEFICIENTES PARCIALES DE SEGURIDAD.	N.A.
			• RISØE DNV: "GUIDELINES FOR DESIGN OF WIND TURBINES".	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	INFLUENCIA SOBRE CARGAS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE POR FACTORES TÉCNICOS	• <u>Función de Control en el aerogenerador:</u> o Sistema de Control de potencia: si es de tipo Pitch, Stall o Velocidad variable. o Conceptos de seguridad en el funcionamiento en operación.	N.A.
			• <u>Estructura elástica (Aero-elasticidad):</u> Tamaño y frecuencias naturales.	N.A.
			• <u>Aerodinámica del rotor:</u> perfiles aerodinámicos y fórmulas aerodinámicas utilizadas (C_p , C_m , C_s).	N.A.
			• <u>Viento en el emplazamiento:</u> se tienen en cuenta los parámetros técnicos específicos del emplazamiento. o Gradiente de altura del viento. o Turbulencias del viento. o Frecuencia de distribución. o Velocidad media del viento. o Velocidad extrema del viento.	N.A.
		CARGAS GRAVITACIONALES	o <u>Ángulo de inclinación (Tilt):</u> produce un momento flector de batimiento constante proporcional al seno del ángulo de inclinación (Tilt).	° (ÁNGULO)
			o <u>Conicidad:</u> añade un momento flector de batimiento variable proporcional al seno del ángulo de conicidad.	N.A.
		CARGAS INERCIALES	Fuerza centrífuga que generan las palas en rotación	Newtons
			Momentos giroscópicos (se producen cuando el vector de velocidad angular del rotor cambia de dirección al orientarse la nacelle hacia el viento).	Nm
		CARGAS AERODINÁMICAS	Fuerza de empuje perpendicular al plano del rotor	Newtons
		CARGAS OPERACIONALES	Fuerzas ejercidas durante la operación del aerogenerador.	Newtons
			Fatiga mecánica	N.A.
			Estabilidad y deflexiones	N.A.
		A-ESTRUCTURA ELÁSTICA (AERO-ELASTICIDAD):	• <u>Programas de modelización de los códigos aero-elásticos:</u> o síntesis modal o modelos de subsistemas eléctricos / mecánicos (generador, pitch, etc.) o modelos de viento (turbulencias, cortadura, etc.).	N.A.
			<u>Modelos estructurales para cargas del aerogenerador:</u> • uso de métodos de elementos finitos; • soluciones analíticas directas; • masas discretas; • modelos predefinidos de perfiles de pala; • Grados de libertad (se limitan a los principales sub-sistemas: Tren de potencia, torsión de pala, sistema de pitch, etc.); • modelos de rigidez estructural.	N.A.
			<u>ESTUDIOS AERO-ELÁSTICOS:</u> • Movimiento de la pala; • movimiento de flexión del rotor; • movimiento de la torre; • torsión del eje principal y ángulo de rotación	N.A.
		A-ESTRUCTURA ELÁSTICA (AERO-ELASTICIDAD): PALAS	• <u>Características técnicas:</u> se realizarán los estudios de cargas considerando la influencia de los parámetros técnicos de los sub-sistemas del aerogenerador (sistema de giro, nacelle, sistema pitch, rotor, torre, etc.). o Datos mecánicos de sub-componentes: masas; distribución de rigidez; geometría; cinemática de componentes, etc. o Datos eléctricos de sub-componentes: valor de la inercia del generador; constantes eléctricas; pérdidas eléctricas.	N.A.
			• <u>Modelos aerodinámicos de pala:</u> se utilizan los siguientes parámetros en la definición de los modelos. o Tipos de perfiles de pala: FFA, RISOE, DELFT, NACA, etc. o Curvas aerodinámicas de palas: Lift curve y Drag curve. o Parámetros técnicos relevantes: rugosidad, ruido. o Geometría de la pala: dimensiones, ángulo de ataque, posición del eje. o Estructura de la pala: masa, distribución de la rigidez en la pala.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	A-ESTRUCTURA ELÁSTICA (AERO-ELASTICIDAD): MODELOS DE VIENTO	o Turbulencias del viento: presentan una importante influencia en las cargas en función de su intensidad (%) y de impacto en par equivalente (kNm)	kNm
			o Cortadura del viento: La cortadura del viento y su perfil viene dada por dos componentes • Velocidad media del viento • Turbulencia en la dirección del viento.	m/s y kNm
			o Flujo ascendente del viento: la existencia de un flujo ascendente de viento en el emplazamiento y el ángulo que presenta la ascensión del viento respecto al terreno es un aspecto de influencia importante en los estudios de cargas	m/s y ° (ANGULO)
			o Probabilidad de Distribución de la velocidad del viento: la distribución de la velocidad del viento presenta un perfil según el modelo de Weibull	Modelo de Weibull
			o Sombras de viento de un aerogenerador sobre otro.	Distancia (m)
			o Densidad del viento: el factor de densidad del aire (kg/m ³) varía con la temperatura (a mayor temperatura menor densidad del aire y a menor temperatura mayor densidad del aire) La influencia de la densidad del aire sobre las cargas del aerogenerador y los efectos de las bajas y altas temperaturas del aire: • Densidad del aire como factor de influencia en las cargas del aerogenerador. • Evaluación de los requisitos de materiales para todos los rangos de temperatura de trabajo y ambientales. • Procedimientos de soldadura en casos de baja temperatura. • Los sistemas del aerogenerador deben cumplir los requisitos de funcionamiento en bajas temperaturas: sistemas de refrigeración, sistemas hidráulicos, sistemas de lubricación, etc. • Requerimientos de tornillería: procedimientos de pre-tensionados para evitar roturas por sobre-tensiones. • Instalación de elementos calefactores. • Sistemas de detección de hielo en anemómetros, sensores de viento y bordes de ataque de las palas. • Sistema de control de sobre-temperaturas y calentamientos excesivos de componentes y sub-sistemas.	kg/m ³
			• Control de pitch individual: el objetivo es reducir las cargas aerodinámicas y los desequilibrios producidos por la condiciones de viento como son cortadura de viento, flujo ascendente (upflow), turbulencias del viento, des-alineamientos.	N.A.
			• Modo de seguridad del aerogenerador: es la posición adoptada por el sistema de control en situaciones de alta velocidad del viento y des-alineamientos del sistema de giro.	N.A.
			• Disfunciones de la conexión a red: se utilizan diseños eléctricos y componentes específicos para obtener un mejor rendimiento en caso de disfunciones de la conexión a la red. Por ejemplo: generadores de imanes permanentes, resistores tipo chopper, etc.	N.A.
			• Paradas suaves de aerogenerador: se activan mediante procedimientos específicos de parada.	N.A.
	B-SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	B-SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	• Sistemas de amortiguación en la torre: el objeto es la reducción de las vibraciones de la torre.	N.A.
			• Sistema de control de pitch: el objeto es la reducción de sobre-velocidades del aerogenerador.	N.A.
			• Condiciones de operación: parada, arranque, funcionamiento en vacío y en carga, producción de potencia nominal	N.A.
			• Condiciones transitorias: transporte, montaje, instalación en el emplazamiento, averías del sistema de control, avería del sistema de protección, pérdida de conexión a la red, sobre-velocidad, operaciones de mantenimiento y reparación, ensayos de certificación y de calidad.	N.A.
			• Condiciones externas Ambientales: Condiciones normales.	
			• Distribución de velocidades medias del viento: a largo plazo según la probabilidad de distribución del modelo Weibull	m/s
			• Modelo de perfil de velocidad de viento normal (NWP=Normal Wind Profile).	N.A.
			• Modelo de turbulencia normal (NTM=Normal Turbulence Model).	kNm
			• Densidad del viento.	kg/m ³
			• Condiciones externas Ambientales: Condiciones extremas	
	C-CASOS DE CARGAS DE DISEÑO	C-CASOS DE CARGAS DE DISEÑO	• Modelo extremo de velocidades de viento (EMW=Extreme Model Wind).	m/s
			• Ráfaga extrema de operación (EOG = Extreme Operating Gust).	m/s
			• Cambio extremo de dirección (EDC= Extreme Direction change).	N.A.
			• Ráfaga extrema coherente (ECG= Extreme Coherent Gust).	m/s
			• Ráfaga extrema coherente con cambio de dirección (ECD=Extreme Coherent Direction).	m/s
			• Cortadura extrema (EWS= Extreme Wind Shear).	m/s y kNm
			• Otras condiciones: temperatura, densidad del aire, radiación solar, lluvia, granizo, nieve, humedad, salinidad, rayos, partículas en suspensión, agentes químicos, sismos, etc.	N.A.
			• Condiciones externas: o Eléctricas: condiciones de la red eléctrica a la que se conecta el aerogenerador. o Tipo de suelo: condiciones relacionadas con la cimentación a realizar en el emplazamiento.	N.A.
			6 principales vectores componentes de las cargas (Fx, Fy, Fz, Mx, My, Mz)	N.A.
			• Tipos de coeficientes de seguridad parciales: • Coeficientes de seguridad de las cargas de diseño. • Coeficientes de seguridad de los materiales. • Coeficientes de seguridad de las consecuencias del fallo del aerogenerador.	N.A.
			• Análisis de cargas extremas: El procedimiento a seguir es obtener los valores máximos y mínimos para cada componente y caso de cargas. Se utiliza en cada caso el coeficiente que aplica y a partir de esto se calcula la envolvente de cargas para todos los casos de cargas obteniéndose así las cargas extremas para cada componente del aerogenerador.	N.A.
			• Análisis de fatiga: se utiliza la regla de Miner en la que el daño a fatiga se obtiene al aplicar el concepto de que se sobrepasará el estado último de resistencia a fatiga cuando el daño acumulado supere el valor de la unidad	
			• Rain Flow Counting (RFC): es utilizado para el cálculo de cargas de fatiga en los componentes estructurales del aerogenerador (Torre, bastidor principal, eje principal).	N.A.
			• Duración de la distribución de cargas (LDD = Load Duration distribution): es utilizado para el cálculo de cargas de fatiga en los componentes giratorios del aerogenerador	s (TIEMPO ACUMULADO)
			• Análisis de estabilidad: no se permite el pandeo de ningún componente bajo características normales, permitiéndose el pandeo elástico solo en aquellos componentes cuyo fallo no implique el fallo de componentes adicionales.	mm
			• Análisis de deflexiones críticas: debe comprobarse que no se producen deflexiones críticas que puedan afectar a la seguridad estructural del aerogenerador.	mm
			• Frecuencias de resonancia en las estructuras: se deben evitar las siguientes frecuencias de resonancia en las cargas y aplicar un margen de seguridad del 10% en el cálculo de masas para evitar las mismas.	
			o Frecuencias de resonancia rotacionales y el primer armónico y los siguientes armónicos.	Hz
			o Frecuencias de resonancia de las palas (Flap y Edge).	Hz
			o Frecuencia de resonancia de la multiplicadora y sus armónicos.	Hz
			o Frecuencias de resonancia rotacionales y sus armónicos.	Hz
			o 1ª y 2ª Frecuencia de resonancia de la torre.	Hz
			o Frecuencias de resonancia de pandeo y torsionales del rotor y del eje de potencia (Drive Train).	Hz
			o Frecuencias de resonancia de pandeo del eje de potencia (Drive Train) y del generador.	Hz
			o Frecuencias de resonancia de las estructuras mecánicas trasera e inferior de la nacelle.	Hz

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	MONITORIZACIÓN DE CARGAS DE DISEÑO	• Producción de potencia: en relación a la velocidad de viento.	KWh
			• Producción de potencia con avería en el sistema de control o seguridad: en relación a la velocidad de viento.	KWh
			• Parada y funcionamiento en vacío.	N.A.
			En condiciones de operación transitorias: • Arranque. • Parada. • Parada de emergencia. • Fallo de red. • Activación del sistema de protección por sobre-velocidad.	N.A.
		MONITORIZACIÓN DE CARGAS DE DISEÑO: Cargas fundamentales	• Cargas en palas: o Momento flector o Momento flector lead-lag.	Nm
			• Cargas en rotor: o Momento de cabeceo (Tilt). o Momento de orientación de góndola (Yaw). o Par de torsión del rotor.	Nm
			• Cargas en la torre: o Flector en dos direcciones.	mm
		MONITORIZACIÓN DE CARGAS DE DISEÑO: Parámetros meteorológicos	• Velocidad del viento: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.	m/s
			• Dirección del viento: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.	N.A.
			• Cortadura del viento.	m/s y kNm
			• Temperatura del aire: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.	° C
			• Densidad del aire: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.	kg/m3
			• Gradiente de temperatura.	+/- ° C
		MONITORIZACIÓN DE CARGAS DE DISEÑO: Parámetros de operación del aerogenerador	• Presión del aire.	Bar
			• Potencia eléctrica: su control se considera obligatorio.	KWh
			• Velocidad del rotor: su control se considera obligatorio.	R.P.M.
			• Ángulo de paso (Pitch): su control se considera obligatorio.	° (ÁNGULO)
			• Posición de la nacelle (Yaw): su control se considera obligatorio.	N.A.
			• Posición azimutal del rotor: su control se considera obligatorio.	° (ÁNGULO)
			• Conexión a la red eléctrica.	N.A.
			• Estado de funcionamiento del sistema de freno.	N.A.
			• Estado general de funcionamiento del aerogenerador: según los datos proporcionados sobre los parámetros técnicos por el panel de control.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: ROTOR	CRITERIOS DE DISEÑO DE LA PALA	o Características aerodinámicas: Tipo de perfil de la pala.	N.A.
			o Características de resistencia de los materiales (Externos e internos).	N.A.
			o Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster / Fibra de carbono con matriz de poliéster.	N.A.
			o Comprobaciones estructurales: comprobación de la resistencia frente a cargas últimas de las secciones de la pala a lo largo de toda la longitud de la pala. Modo de fallo según el criterio Puck basado en la norma VDI 2014.	Criterio Puck (norma VDI 2014)
			o Comprobación del pandeo frente a cargas últimas: de las vigas y de los paneles de las conchas de las palas.	mm
			o Comprobación a vida de los materiales compuestos de la pala.	Nº Ciclos
			o Verificación de las frecuencias naturales que afectan a la geometría y estructura de la pala.	Hz
			o Verificación de ausencia de delaminaciones frente a esfuerzos cortantes en casos de diseño con cargas últimas.	N.A.
			o Verificación de la máxima deflexión en punta de pala: chequeo mediante códigos aero-elástico aplicando un coeficiente de mayoración de 1,5 y para cargas mayoradas la punta de la pala no entre en contacto con la torre.	mm
			o Comprobación del diseño de unión de las raíces de las palas a los rodamientos del buje.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales (dimensiones y pesos): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE CAMBIO DE PASO (HIDRAULICO)	Integridad estructural frente a cargas últimas y a fatiga de los mecanismos de levas / bielas y sus uniones mecánicas.	N.A.
			Capacidad de actuación del grupo hidráulico y de los cilindros hidráulicos: en las condiciones determinadas por el sistema de control (frecuencia de actuación, momentos de torsión máximos en base de raíz de pala debido a fuerzas aerodinámicas, desplazamiento de carrera de los cilindros).	N.A.
			Comprobación de inestabilidades en las uniones con la raíz de pala: rigidez de los sistemas frente a la rigidez torsional de la raíz de pala.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE CAMBIO DE PASO (ELECTRICO)	Integridad estructural frente a cargas últimas y a fatiga de los mecanismos de engranes y de levas / bielas y sus uniones mecánicas.	N.A.
			Capacidad de actuación de los motores eléctricos y de los cilindros en las condiciones determinadas por el sistema de control (velocidad de giro, frecuencia de actuación, momentos de torsión máximos en base de raíz de pala debido a fuerzas aerodinámicas).	N.A.
			Comprobación de inestabilidades en las uniones con la raíz de pala: rigidez de los sistemas frente a la rigidez torsional de la raíz de pala.	N.A.
			o Integridad estructural del rodamiento de pala (son del tipo de bolas o de doble hilera de bolas): tensiones estructurales ocasionadas por el giro y por las deformaciones ocasionadas.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL BUJE	o Tipo de material de fundición de hierro del buje: esferoidal (EN-GJS- 400-18-LT ó GGG40.3).	Norma EN-GJS- 400-18-LT ó GGG40.3
			o Características mecánicas de la fundición de hierro: alargamiento, resiliencia, ductilidad, resistencia mecánica, composición química.	N.A.
			o Comprobación estructural de resistencia en la condición de cargas últimas.	N.A.
			o Comprobación estructural de fatiga en la condición de cargas últimas.	N.A.
			o Verificación a fatiga mediante la utilización de Coeficientes de minoración para los parámetros: <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración del espesor de la fundición: la resistencia a fatiga disminuye con el espesor. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración por grados de calidad del material de la fundición en función del tipo de defectos (porosidad, textura defectuosa, presencia de grafito Chunky: los defectos superficiales implican una menor resistencia a la fatiga en el buje. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración de tamaño debido a la rugosidad superficial del buje: una mayor rugosidad superficial implica una menor resistencia a la fatiga en el buje. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración por probabilidad de supervivencia a la fatiga (Valor característico exigido por GL es 97,7%).	N.A.
			o Comprobación de la unión atornillada del buje al eje y de las uniones atornilladas a la raíz de pala: verificación de tensiones de los tornillos según normativa alemana VDI y curvas S-N de la norma Eurocódigo N°3 (EC-3).	N.A.
			o Tensiones en el buje asociadas a la interfaces de unión con la raíz de la pala y con el rodamiento: rigidez de las bolas de los rodamientos y de los platos de palas.	N.A.
			o Criterios y especificaciones de reparaciones de defectos en la fundición: cross, poros, retrabados permitidos, disminuciones máximas de espesores de la reparación, radios de reparación en bordes y fondos.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL CONO Y CARCASA DE PROTECCIÓN	o Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia del material en función de dimensiones exteriores, uniones atornilladas definidas y cargas de viento.	N.A.
			o Tipo de geometría en función de parámetros como la aerodinámica, imagen de marca, requisitos de dimensiones exteriores por necesidades funcionales.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: TREN DE POTENCIA	CRITERIOS DE DISEÑO DEL EJE (FORJADO Y MECANIZADO)	o Tipo de material de acero forjado del eje seleccionado.	N.A.
			o Características mecánicas del acero forjado del eje: alargamiento, resiliencia, ductilidad, resistencia mecánica, composición química.	N.A.
			o Comprobación estructural de resistencia en la condición de cargas últimas: en las condiciones de mayor momento torsor, mayor momento flector y la combinación de ambos a la vez.	N.A.
			o Comprobación estructural de fatiga en la condición de cargas últimas: en la peor condición de momentos flectores alternados.	N.A.
			o Verificación a fatiga del acero del eje forjado mediante la utilización de Coeficientes de minoración para los parámetros: <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración de tamaño debido a las propiedades mecánicas: la resistencia a fatiga disminuye con el tamaño. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración de tamaño debido a la geometría del eje: la resistencia a fatiga en modo de flexión alternada disminuye con el diámetro del eje. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración de tamaño debido a la rugosidad superficial del eje: una mayor rugosidad superficial implica una menor resistencia a la fatiga en el eje. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración por probabilidad de supervivencia a la fatiga (Valor característico exigido por GL es 97,7%). <input type="checkbox"/> Coeficiente de entalla: coeficientes de concentración de tensiones en diferentes secciones del eje.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales (forja): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales (mecanizado): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE RODAMIENTOS	o Tipo de rodamientos seleccionados: Rodillos esféricos auto-alineados / Dos hileras de rodillos cónicos / Tres hileras de rodillos cónicos / Otros.	N.A.
			o Número de rodamientos en el eje: <input type="checkbox"/> Dos rodamientos en el eje principal: En general es el modelo estándar en casi todos los diseños de aerogeneradores. <input type="checkbox"/> Un rodamiento en el eje principal: se utiliza en los modelos de eje de tren de potencia compacto con dimensiones de eje principal más reducidas.	N.A.
			o Dimensionamiento de los rodamientos del eje: aplicación de normas internacionales ISO / DIN / ANSI, recomendaciones y estándares de los fabricantes de rodamientos.	N.A.
			o Tipo de material del rodamiento en el eje.	N.A.
			o Cálculos de vida de los rodamientos: en función de los esfuerzos internos a soportar por los rodillos en función de la precarga y de la rigidez de la estructura de soporte del rodamiento.	N.A.
			o Tipo de sellado de los rodamientos.	N.A.
			o Tipo de lubricación de los rodamientos: Auto-lubricación / Lubricación forzada / Otros.	N.A.
			o Comprobación y cálculo de la capacidad estructural última frente a cargas estáticas extremas.	N.A.
			o Comprobación y cálculo de la capacidad a fatiga frente a cargas dinámicas extremas.	N.A.
			o Comprobación de la duración en funcionamiento a vida durante 20 años: el equivalente para aerogeneradores On-Shore de 120000 a 175000 horas de operación.	Horas
		CRITERIOS DE DISEÑO DE MULTIPLICADORA	o Definición del tipo de configuración de las etapas del eje de la multiplicadora: <input type="checkbox"/> 1 etapa planetaria y 2 etapas paralelas. <input type="checkbox"/> 1 etapa planetaria y 2 etapas planetarias.	N.A.
			o Comprobación de los dientes de los engranajes: <input type="checkbox"/> Capacidad estática de los engranajes frente a cargas últimas. <input type="checkbox"/> Capacidad dinámica de los engranajes frente a cargas de fatiga. <input type="checkbox"/> Resistencia a fatiga de los engranajes frente a fatiga resistente y a desgaste.	N.A.
			o Cálculo y dimensionamiento de la multiplicadora: Aplicación de normas internacionales ISO / DIN / ANSI, recomendaciones y estándares de los fabricantes de multiplicadoras.	N.A.
			o Comprobación de los rodamientos: aplican los mismos puntos y conceptos que para los rodamientos del eje principal del aerogenerador.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia torsional de los ejes de la multiplicadora.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia de la carcasa exterior de la multiplicadora: en relación a cargas extremas y a fatiga.	N.A.
			o Comprobación de la rigidez de la carcasa externa y de los ejes internos: en relación a los efectos de desalineamientos de los ejes y de la distribución de cargas en los satélites de las etapas planetarias.	N.A.
			o Comprobación de frecuencias naturales de la multiplicadora.	Hz
			o Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: NACELLE	CRITERIOS DE DISEÑO DEL BASTIDOR DELANTERO (FUNDIDO Y MECANIZADO)	o Tipo de material del bastidor delantero: <input type="checkbox"/> Fundición de hierro esteroidal (mecanizada posteriormente): EN-GJS- 400-18-LT ó GGG40.3). <input type="checkbox"/> Bastidor Mecano-soldado de acero: Tipo de acero S-275 / S-355.	N.A.
			o Tolerancias de fundición: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobaciones técnicas del bastidor delantero de fundición: aplican las mismas que las del buje en lo relativo a resistencia a cargas últimas y comprobación estructural de cargas a fatiga.	N.A.
			o Comprobaciones técnicas específicas que aplican al bastidor delantero mecano-soldado: <input type="checkbox"/> Comprobación de resistencia a cargas últimas: aplicación de la norma EC-3 en cuanto a criterios de la capacidad estructural de las uniones soldadas. <input type="checkbox"/> Comprobación estructural de cargas a fatiga: aplicación de la norma EC-3 y de la norma EWI (European Welding Institute) para el cálculo de curvas S-N de tensiones nominales y de tensiones geométricas.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación de la rigidez estructural del bastidor delantero.	N.A.
			o Comprobación de definición de diseño para la verificación a fatiga: <input type="checkbox"/> Aristas vivas eliminadas y radios adecuados en los bastidores de fundición. <input type="checkbox"/> Garantizar el grado de penetración adecuado de la soldadura en las uniones de componentes del bastidor mecano-soldado.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL BASTIDOR TRASERO (MECANO-SOLDADO)	o Tipo de material del Bastidor Mecano-soldado de acero: Tipo de acero S-275 / S-355.	N.A.
			o Tipos de soldadura aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de soldadura: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobación de la rigidez estructural del bastidor trasero para evitar la transmisión de vibraciones.	N.A.
			o Comprobación de resistencia a cargas estáticas y a pesos de los componentes.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación de las uniones atornilladas del bastidor trasero al bastidor delantero mediante unión atornillada: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS AUXILIARES	o Comprobación de la rigidez estructural de las estructuras metálicas auxiliares.	N.A.
			o Comprobación de resistencia a cargas estáticas y a pesos de los componentes.	N.A.
			o Especificaciones de materiales aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LA CARCASA EXTERIOR DE LA NACELLE	o Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia del material en función de dimensiones exteriores, uniones atornilladas definidas y cargas de viento.	N.A.
			o Comprobación de la rigidez estructural para garantizar el atornillado a las estructuras metálicas auxiliares.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a cargas de presión y succión de viento.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a cargas de peso de nieve en la cubierta de la carcasa.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a cargas y sobrecargas por uso en la cubierta y suelo de la carcasa.	N.A.
			o Tipo de geometría en función de parámetros como la aerodinámica, imagen de marca, requisitos de dimensiones exteriores por necesidades funcionales.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LA CORONA DEL SISTEMA DE GIRO DE LA NACELLE	o Comprobación de la resistencia a rotura de las áreas dentadas: en función de los picos de momentos de giro.	N.A.
			o Comprobación del desgaste de los dientes de la corona: garantizar la selección de características mecánicas después del tratamiento térmico.	N.A.
			o Comprobación de la geometría del diseño en los dientes de la corona y en los de las moto-reductoras para prevenir un desgaste prematuro por fricción.	N.A.
			o Comprobación de la selección del tipo de material de la corona y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia y rigidez necesarias para garantizar el frenado de la coranoo sin daños sobre los dientes.	N.A.
			o Especificaciones de materiales aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor y a la brida de torre de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Tolerancias de forja: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: NACELLE	CRITERIOS DE DISEÑO DEL RODAMIENTO DEL SISTEMA DE GIRO DE LA NACELLE	o Comprobación de la resistencia a cargas axiales del rodamiento.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a cargas radiales del rodamiento.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a momentos de giro del rodamiento.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia estructural del material de deslizamiento.	N.A.
			o Comprobación del desgaste de las pastillas de deslizamiento.	N.A.
			o Comprobación de la vida a fatiga de las pastillas de deslizamiento.	N.A.
			o Comprobación de la selección del tipo de material del rodamiento y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor y a la brida de torre de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Tolerancias de torza: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS MOTO-REDUCTORAS DEL SISTEMA DE ORIENTACIÓN	o Comprobación del dimensionamiento en potencia (kW) y rendimiento (%) de los motores para garantizar la capacidad de giro y vencer el momento de fricción de las fuerzas externas.	kW y %
			o Comprobación del dimensionamiento geométrico de la reductora (piñón, eje, engranajes) para garantizar la capacidad de giro ante el máximo momento del sistema.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación de la selección del tipo de material de los engranajes de unión a la corona y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE FRENO	o Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobación de la selección del tipo de sistema de freno: Activo (Arandelas de fricción; placas de fricción) / Pasivo (Pinzas de freno y un disco de freno).	N.A.
			o Comprobación de la capacidad de frenada del sistema de freno: debe soportar el máximo momento en las condiciones más exigentes.	Nm
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LA TORRE	o Comprobación del mantenimiento del ángulo de azimut del sistema de freno.	° (ÁNGULO)
			o Comprobación del tipo de material seleccionado según el tipo de torre: <input type="checkbox"/> Torre de acero: Material de Acero S-235, S-275, S-355. <input type="checkbox"/> Torre de hormigón: Material <input type="checkbox"/> Torre de celosía: Material metálico en forma de celda (mecano-soldado más galvanizado).	N.A.
			o Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de acero, estructuras metálicas: EC-3 y norma DIN 18800.	N.A.
			o Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de hormigón: EC-3 y norma DIN 18800.	N.A.
			o Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de celosía de acero, estructuras metálicas: EC-3 y norma DIN 18800.	N.A.
			o Comprobación del dimensionamiento geométrico de la torre: dimensiones de cada tramo y del conjunto final (acero, hormigón, híbrida acero-hormigón, celosía), espesor de chapa, etc.	N.A.
			o Espesores de material (mm) de cada tramo de la torre.	mm
			o Comprobación de las uniones atornilladas entre bridas de tramos: dimensionamiento de la tornillería y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación de las uniones atornilladas entre bridas de tramos: dimensionamiento de la tornillería y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación estructural de cargas últimas de las uniones atornilladas entre bridas de tramos.	N.A.
			o Comprobación estructural a fatiga de las uniones atornilladas entre bridas de tramos.	N.A.
			o Comprobación estructural a fatiga de las zonas de puertas y ventana: chequeo de zonas de concentración de tensiones y de pandeo.	N.A.
			o Comprobación estructural de la respuesta dinámica de la torre a las frecuencias de resonancia.	N.A.
			o Comprobación de cargas estructurales y fatiga: de las uniones soldadas entre las bridas y las virolas de cada tramo de torre.	N.A.
			o Comprobación de la estabilidad o pandeo de la torre.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: TORRE Y CIMENTACIÓN	CRITERIOS DE DISEÑO DE LA CIMENTACIÓN	o Comprobación de las tensiones del terreno de la cimentación.	N.A.
			o Características del terreno: dimensiones y características geotécnicas.	N.A.
			o Tipo de zapata de cimentación terrestre: <input type="checkbox"/> Forma geométrica: cuadrada / octogonal / circular. <input type="checkbox"/> espesor mínimo (m) del canto para superar la resistencia a esfuerzos de cortadura. <input type="checkbox"/> Tipo de forma del canto: constante / discontinuo. <input type="checkbox"/> Lado mínimo (m) de la cimentación para superar la resistencia al vuelco.	N.A.
			o Comprobación de las cargas de resistencia a los momentos flectores de las varillas de hierro de la armadura inferior y superior.	N.A.
			o Comprobación del diseño de detalle y del camino de distribución de cargas de la unión de la cimentación con la virola de la torre: pernos de unión / Unión embebida por medio de ranuras.	N.A.
			o Diseños de cimentación alternativos para terrenos débiles con baja capacidad de resistencia: zapatas con varios pilotes / zapata estándar reforzada con micropilotes / zapata con mono-pilote.	N.A.
			o Comprobación estructural de cargas a fatiga.	N.A.
			o Comprobación estructural de cargas últimas: según normativa de certificación de hormigón EHE-99.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS VIBRACIONES DEL AEROGENERADOR.	• Amplitud excesiva de las vibraciones: pueden ocasionar un colapso y fallo total del aerogenerador.	Hz
			• Nivel de amplitud de las vibraciones a fatiga: el nivel de amplitud de las vibraciones de las cargas tiene que estar dentro de unos parámetros que garanticen la vida a fatiga del aerogenerador, de los componentes estructurales (torre, buje, bastidor), componentes mecánicos principales.	Hz
			Norma general que aplica en cuanto a requisitos de vibraciones: norma ISO10816	N.A.
			• Cálculo de frecuencias naturales de la torre del aerogenerador (Hz): se deben considerar la masa e inercias del rotor y de la nacelle.	Hz
			• Amortiguamientos aero-dinámicos del aerogenerador: se deben calcular para determinar el comportamiento dinámico del aerogenerador.	N.A.
			• Sistema de orientación: introducción de patines deslizantes de fricción o sistemas de freno activos (con regulación de presión de frenado durante el giro de la nacelle) en la corona de giro para realizar la absorción de vibraciones.	N.A.
			• Multiplicadora y generador eléctrico: montaje de componentes anti-vibratorios (silent-blocks) en la base de los componentes con objeto de absorber las vibraciones de la nacelle.	N.A.
			• Torre: montaje de elementos de amortiguación en la torre para evitar las vibraciones inducidas por el potencial acoplamiento entre la rotación de las palas y la flexión de la torre.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA ON-SHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES ON-SHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO PARA FABRICACIÓN	FASE DE INDUSTRIALIZACIÓN DE UNIDADES DE PROTOTIPOS Y PRE-SERIES	CRITERIOS DE DISEÑO DE PROCESOS DE PROTOTIPOS	• Definición y control de las características técnicas críticas de montaje.	N.A.
			• Procesos de fabricación y montaje de las unidades de prototipos y primeras unidades de pre-series.	N.A.
			• Procesos de montaje en planta.	N.A.
			• Procesos de montaje en parque.	N.A.
			• Fabricación de componentes.	N.A.
	FASE DE INDUSTRIALIZACIÓN DE UNIDADES DE SERIE	CRITERIOS DE DISEÑO DE PROCESOS DE SERIE	• Ensayos en planta y emplazamiento.	N.A.
			• Definición y control de las características técnicas críticas de montaje.	N.A.
			• Procesos de fabricación y montaje de las unidades de prototipos y primeras unidades de pre-series.	N.A.
			• Procesos de montaje en planta.	N.A.
			• Procesos de montaje en parque.	N.A.
			• Fabricación de componentes.	N.A.
			• Ensayos en planta y emplazamiento.	N.A.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.4.2.1. Características técnicas de detalle del aerogenerador Onshore y de la nacelle.

En el Anexo 2.4.2.4.2.1. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle de la nacelle, así como las matrices de síntesis de las mismas, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y la bibliografía consultada (Norma IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Escudero López; Fernández Díez; EWEA; Risoe; Gagliardi; AWEA et al.).

Con un criterio de análisis técnico para poder realizar un estudio estadístico comparativo entre los diferentes modelos de aerogeneradores se han seleccionado de manera preliminar las siguientes características técnicas generales correspondientes a los aerogeneradores On-shore:

- Características generales de un aerogenerador On-Shore:

- Diseño estándar de referencia: según norma IEC 61400-1.
- Vida estimada del producto: 20 años.
- Potencia nominal (MW):
 - Potencia en MW.
 - Valor de cos (Phi) Capacitivo y Cos (Phi) inductivo: en el lado de baja tensión del transformador en todo el rango de temperaturas y condiciones de potencia.
 - Valor de Tensión de generación en corriente alterna (V).
- Frecuencia: 50 / 60 Hz.
- Disponibilidad del aerogenerador (%): es el valor de funcionamiento (en %) sin paradas sobre el máximo de horas posibles de funcionamiento (producción de energía sobre el total posible). La media del sector se sitúa en valores > 95% aunque no hay datos fiables sobre la disponibilidad de cada aerogenerador del mercado debido a que se trata de un aspecto confidencial para los fabricantes. Se aplica la fórmula de disponibilidad siguiente:

$$WTG Av = \frac{\text{Operative} - \text{Degraded}(*) \times (1 - P_f)}{\text{Inf. Available} - \text{Force Majeour} - \text{Susp.} - \text{Sch Maintenance} - \text{Planned CA}(*) - \text{Forced Outage}(*) - \text{Excess}(*)}$$

Degraded(*): due to a turbine fault only

Planned Corrective Actions(*): customer driven planned actions only.

Forced Outage(*): Non manufacturer attributable forced outage only

Excess(*): Repair time in excess of the predefined repair time for corrective actions.

- Condiciones medioambientales de funcionamiento:
 - Rango de temperatura de funcionamiento:
 - Temperatura Estándar (-20°C a + 40°C).
 - Baja Temperatura (-30°C a + 40°C).
 - Alta Temperatura (-20°C a + 45°C).
 - Rango de temperatura de almacenamiento:
 - Temperatura Estándar (-30°C a + 50°C).
 - Baja Temperatura (-30°C a + 40°C).
 - Alta Temperatura (-40°C a + 50°C).
 - Humedad relativa estándar: < 95%.
 - Altitud (Rango de funcionamiento a la altura del buje): Estándar (0 a 1200 m / 1500 m) / Especial (>1500 m).
 - Intensidad de radiación solar (W/m2).
 - Densidad del aire en condiciones estándar: 1,225 Kg. /m3.
 - Sistemas de detección de hielo: opcional.
 - Protección contra rayos: IEC 62305-3 y IEC TR 61400-24 Part 24.
 - Polvo (Sistemas anti-polvo): requerimientos estándar de acuerdo a UNE EN 60271.
 - Protección contra la corrosión: según ISO 12944 y ISO 9223.
 - Interior de Nacelle: estándar C3 Medio / C3 H.
 - Rotor y compartimento del transformador: C4 Alta (C4 H).
 - Exterior del aerogenerador: C5 I / C5 Alta (C5 H).
 - Corrosión marina: C5-M/H.

Condiciones medio-ambientales	Ubicación	Categoría de Corrosión y riesgo según ISO 12944 Part 2, ISO 9223	Rango de Durabilidad según ISO 12944 Part 1	Referencia	Ejemplo
Clase Normal de corrosión	Interior de Nacelle	C3 medio	(H) Alto, más de 15 años	C3/H	Áreas con alta humedad y contaminación del aire
	Rotor y compartimento del Transformador	C4 alto	(H) Alto, más de 15 años	C4/H	Áreas con humedad y contaminación del aire
	WTG Outside	C5-I muy alto	(H) Alto, más de 15 años	C5-I/H	Ciudades, áreas industriales y áreas de costa con contenido de sal moderado

Figura 1. Tabla resumen de condiciones medioambientales de aerogeneradores On-shore (Fuente: Elaboración propia)

- Orientación del rotor: Horizontal (HAWT) / Vertical (VAWT).
- Situación del rotor respecto a la dirección del viento: Barlovento (Upwind) / Sotavento (Downwind).
- Dirección de rotación del rotor: Sentido de agujas del reloj / Sentido contrario de agujas del reloj.
- Sistema de ángulo de pala (Pitch): Giro completo (full span) / giro parcial.
- Sistema de pitch: Hidráulico / Eléctrico.
- Sistema de regulación de potencia: Velocidad variable / Velocidad fija.
- Sistema de control de ángulo del Pitch: Pitch / Stall.
- Sistema de cambio de paso (Gráfico XX): Fijo / Variable.
- Diámetro de rotor: metros.
- Número de palas: N°.
- Tipo de pala: Mono-pieza / Pala seccionada (N° de secciones).
- Altura de torre: metros.
- Pesos nominales (Toneladas): Nacelle / Rotor / Rotor (con palas incluidas) / Pala / Torre.
- Elevador interno en la torre: SI / NO.

Características eléctricas del aerogenerador On-shore:

- Voltaje de los transformadores (kV): el rango de los voltajes más utilizados por áreas geográficas es el siguiente.
 - Europa (50 Hz): 10, 15, 20, 30, 33, 34,5 kV.
 - Estados Unidos y Canadá (60 Hz): 27,6, 34,5 kV.
 - China (50 Hz): 35 kV.
 - Conexión de los transformadores: tipo ESTRELLA / TRIÁNGULO en baja tensión y alta tensión respectivamente y las combinaciones posibles.
- Conexiones de tierra del aerogenerador: se realiza mediante barra de cobre de dimensiones a determinar por el fabricante del aerogenerador (Largo x Ancho x Alto mm) y deberá conectar las conexiones de tierra del aerogenerador con las conexiones de tierra del parque eólico o emplazamiento y con las de la celda de transformación.
- Características técnicas de la conexión a la red:
 - La empresa eléctrica distribuidora debe cumplir la norma EN 50160 sobre PCC (Point of common coupling = Punto de conexión común) en cuanto a conexión de varios aerogeneradores a la red.
 - Desajustes de Tensión de red: < 2%.
 - Contenido de tensión de armónicos THD < 8%.
 - Frecuencia de conexión: 50 Hz / 60 Hz con tolerancia +/- 6%.
 - Voltaje en la conexión a media tensión (lado del parque eólico/aerogenerador): Valor kV (trifásico).
 - Potencia de cortocircuito de un aerogenerador: la mínima Potencia de cortocircuito de la conexión del aerogenerador a media tensión deberá ser 20 veces la potencia nominal. La fórmula es: $SK_{WTG} = 20 \times P_R$ donde (P_R = Potencia nominal y SK_{WTG} = Mínima potencia de cortocircuito del aerogenerador).
 - Potencia de cortocircuito de aerogeneradores en un parque eólico: la mínima Potencia de cortocircuito de la conexión de los aerogeneradores en el punto de conexión común (PCC) deberá ser 20 veces la suma de la potencia nominal de todos los aerogeneradores. La fórmula es: $SK_{PCC} = 20 \times P_{R_WF}$ donde (P_{R_WF} = suma de Potencia nominal de los aerogeneradores y SK_{PCC} = Mínima potencia de cortocircuito de los aerogeneradores en el punto de conexión común PCC).
 - Cables de Media tensión / Baja Tensión: las principales características técnicas son
 - Trifásicos (3 conductores) / Monofásicos (1 conductor).
 - Material de los conductores: Cobre / Aluminio.

- Apantallamiento: Si / No.
- Cubierta libre de halógenos: Si / No.
- Tipo de material de cubierta: según especificaciones del fabricante de aerogenerador.
- Celda de transformación de conexión a la red: las principales características técnicas que son requeridas son las siguientes.
 - Elementos de las celdas de transformación: Compartimento de protección con el mecanismo de corte / Compartimento de alimentación / Compartimento de conexión de cables del aerogenerador.
 - Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).
 - Ubicación de la celda de transformación:
 - Estación de transformación.
 - Exterior.
 - Compartimento especial.
- Conexión a red: principales códigos de conexión a red de normativas de huecos de tensión en requeridos en Europa (50 Hz), Estados Unidos y Canadá (60 Hz).
 - España: Procedimiento de operación P.O. 12.3 de R.E.E. (Red Eléctrica Española) versión 04-10-2006.
 - Alemania: Procedimiento operativo EEG209.
 - High Voltage: Transmission code 2007 + SDL appendix 1-2
 - Medium Voltage: MV guideline 2008 + SDL appendix 1-2
 - Francia: Procedimiento operativo (Con.Tec. BT, MT, AT: arrete du 23 avril 2008).
 - Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement a un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.
 - Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.
 - Grecia: Procedimiento operativo (Grid control and power Exchange code for Electricity version 2007).
 - Italia: Procedimiento operativo (Sistema de controllo e protezione delle centrali eoliche. Allegato 17 julio 2008).
 - Polonia: Procedimiento operativo (Conditions for use, operation and exploitation and development of the grid: ITSOM March 2006).
 - Reino Unido (UK): Procedimiento operativo (Grid Code issue 3 revision 29 of 1st September 2008).
 - Irlanda: Procedimiento operativo (ESB Network Distribution Code V2 October 2007; DCCC11 Additional requirements for Wind Generation).
 - Irlanda del Norte: SONI Grid Code (Oct. 2007) – Schedule 2 of the Connection Conditions.
 - Portugal: Procedimiento operativo (Projecto de revisao do regulamento da rede de transporte, Diciembre 2005).
 - Rumanía: Procedimiento operativo Technical requirements for connecting wind power station to public electricity networks (Draft version 2008).
 - Turquía: Procedimiento operativo (Annex 18: Grid connection criteria for the Wind Power generation based generation plants, December 2008).
 - Estados Unidos: Procedimiento operativo (Inter-connection for Wind Energy, 18 CFR Part 35 (Docket N° RM05-4-001; Order No 661-A. December 2005).
 - Canadá: Procedimiento operativo (Canadian Grid Code for wind development, CWEA January 2005).
- Curva de potencia: para el cálculo de la curva de potencia de un aerogenerador se establecen las condiciones estandar de operación de un aerogenerador On-Shore que son las siguientes.
 - Velocidad de viento: 7,5 m/s a 100 m de altura y Distribución Weibull C = 2.
 - Velocidad de arranque (m/s).
 - Velocidad de máxima potencia (m/s): Rated power.
 - Intensidad de turbulencia del viento: 10% (a 15 m/s).
 - Densidad del aire: 1,225 Kg. /m³.
 - Terreno llano con coeficiente de cortadura (a definir).
 - Temperatura en el aerogenerador (°C): estándar de funcionamiento en el interior de la nacelle definida por el fabricante.
 - Caídas de tensión (V): según el procedimiento operativo PO 12.3.
 - Valor de Cos PHI (a potencia nominal): 1.
 - Cálculo teórico de pérdidas: la curva de potencia incluye las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas.

Condiciones de curva de potencia en el punto de peor condición de operación.

- Flujo de viento ascendente: >8° (Esta condición reduce el área de rotor un 1%).
- Caídas de tensión: valores -10% y Cos Phi=0,9 añaden un 1% adicional de pérdidas.
- Turbulencias elevadas: 10% por encima del nivel estándar (reduce la potencia del orden de 9 m/s).
- Turbulencias bajas: 5% por debajo del nivel estándar (reduce la potencia del orden de 9 m/s).
- Densidad del aire: 1,225 Kg. /m³.
- Velocidad de viento: 7,5 m/s a 100 m de altura y Distribución Weibull C = 2.
- Tolerancia de ruido: +/- 2 dB (A).

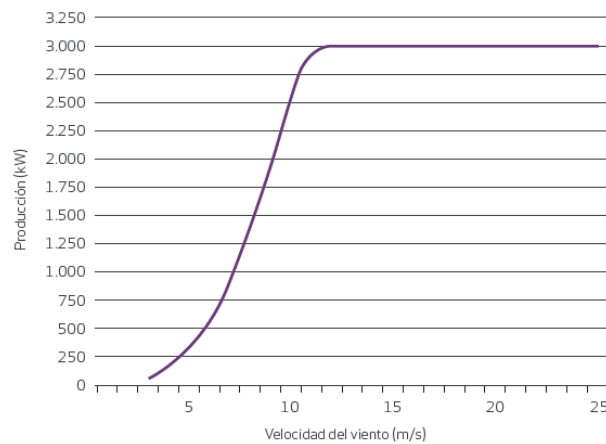


Figura 2. Modelo de curva de potencia de un aerogenerador On-Shore (Fuente: Vestas)

- Relación de Producción anual de energía (MWh / año) en función del nivel de ruido (db(A)) permitido: a mayor nivel de ruido mayor producción anual en MWh / año.
- Calidad de la energía: según la norma IEC 61400-21 se indican los principales parámetros técnicos a considerar:
 - Factor de potencia = 1
 - Coeficiente Flicker: $c(\psi_k) < 5$ (para todas las condiciones de viento e impedancias de ángulos de fase de red incluidos en la norma IEC 61400-21).
 - Factor de cambio de Voltaje: $k_u(\psi_k) < 0.4$. Para ángulos $\psi_k \geq 70^\circ$ (ψ_k es normalmente próximo a 90°).
 - Factor de cambio de Voltaje: $k_u(\psi_k) < 1$. Para $\psi_k < 70^\circ$ para todas las condiciones de viento incluidas en la norma IEC 61400-21.
 - Factor Flicker step: $k_f(\psi_k)$ (para todas las condiciones de viento e impedancias de ángulos de fase de red incluidos en la norma IEC 61400-21). Vienen definidas por:

$$N_{10}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) < 0,3333$$

$$N_{120}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) < 0,5$$
 Donde N_{10} y N_{120} son el número de operaciones de conexión de un aerogenerador individual en un periodo de 10 minutos y 2 horas respectivamente (según IEC 61400-21).
- Interfaces de comunicaciones del aerogenerador:
 - Comunicaciones remotas: se realizan mediante
 - PLC.
 - Unidad de control del convertidor de potencia.
 - Sistema de mantenimiento Predictivo / Preventivo.
 - Interfaces de protocolos de comunicaciones remotas: se realizan mediante sistemas ETHERNET (Protocolos TCP/IP; FTP; OPC) / PROFIBUS / Bus de campo / Otros.
 - Interfaces físicas de comunicaciones remotas: el tipo de conexiones físicas a realizar en la base de la torre pueden ser
 - Cable de fibra óptica más conectores Mono-modo / Multi-modo.
 - Otro tipo de cables: cable telefónico / Otros.
 - N° de cables: mínimo dos.
- Nivel de Ruido producido por el aerogenerador: se evalúa según la normativa IEC 61400-11.
 - Ruido estandar: dB (A).
 - Bajo ruido: dB (A).

Parámetros de operación de un aerogenerador On-shore:

- Deflexión de punta de pala hacia la torre: metros.
- Velocidad nominal en punta de pala: m/s.
- Velocidad de máxima potencia (m/s).
- Velocidad de arranque (Cut-in speed): (m/s).
- Velocidad de corte de funcionamiento (Cut-out speed): (m/s).
- Velocidad de rotor nominal: r.p.m.
- Máxima sobre-velocidad rotor: %
- Máxima sobre-velocidad del aerogenerador (X veces velocidad nominal): r.p.m.
- Par mecánico nominal (LSS): kN·m
- Relación de ángulo de Pitch: grados/segundo.
- Modelos de aerogenerador por Clase de viento (IEC 61400-1).
- Tipo de tren de potencia: Multiplicadora / Direct Drive (sin multiplicadora).

- Peso total de la góndola (Toneladas) en relación a la potencia del aerogenerador.
- Peso total del aerogenerador (Toneladas) en relación a la potencia del aerogenerador.
- Color exterior (según norma RAL): RAL definido por el fabricante.
- Nivel de ruido: dB(A).
- Mínima distancia entre aerogeneradores en el emplazamiento (m): la ubicación se define en función de los siguientes parámetros.
 - Dirección predominante del viento.
 - Perpendicular a la dirección predominante del viento.
 - Condiciones de turbulencias del viento.
- Clases de emplazamiento según IEC 61400-1 Edición 3: Clase I, II, III, IV, S (Clases de aerogenerador en función de la velocidad del viento) y DIBT WZ (condiciones dependiendo de la altura del rotor).
- Comunicaciones y control remoto del aerogenerador: los siguientes parámetros deben ser operados remotamente.
 - Arranque del aerogenerador.
 - Parada del aerogenerador: pausa, parada, emergencia.
 - Demanda de Potencia Activa P.
 - Demanda de Potencia Reactiva Q.
 - Requerimientos de tensión de la red V.
 - Requerimientos de frecuencia.
 - Requerimientos de Factor de Potencia (Cos Fi).
 - Requerimientos de sincronización horaria.
 - Requerimientos de nivel de ruido.
- Interfaces con el terreno de la cimentación: los suelos de la cimentación deben cumplir con las siguientes características técnicas.
 - Capacidad de resistencia del suelo: $\sigma_{adm} \geq 2.5 \text{ kg/cm}^2$
 - Módulo de elasticidad dinámica del suelo: $E_d \geq 100 \text{ MPa}$
 - Ratio de Poisson del suelo: $\mu \geq 0.3$
 - Nivel de aguas subterráneas debajo de la cimentación: m.
 - Condiciones especiales de cimentación: a definir por cada fabricante de aerogenerador.
 - Diferencial máximo de plenitud del asentamiento de la cimentación: 40 mm.
 - Rigidez rotacional de la cimentación: $(k_R = M/\theta) \geq 1.5 \cdot 10^{11} \text{ Nm/rad}$ (donde M=momento de rotación de vuelco y θ = Ángulo de rotación).
 - Dimensiones de la cimentación según norma Eurocode 2 (EN 1992-1-1: 2004).
- Rutados de cables en la cimentación: definición de profundidad de montaje en tierra para cables de tierra, cables de señal y alimentación (>500 mm).
- Media Producción energía: GW·h
- Vida del aerogenerador y condiciones de integridad estructural: adicionalmente a la norma general de aerogeneradores (IEC 61400-1) se indican las principales normativas aplicables en la tabla resumen de la Figura 3.

NORMATIVA APLICABLE: VIDA E INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE AEROGENERADORES	
ÁREAS DE APLICACIÓN	NORMATIVA APLICABLE
NORMA GENERAL SOBRE VIDA	Germanischer Lloyd. Rules and Guidelines. IV Industrial Services. Guideline for the Certification of Wind Turbines. Edition 2003 with Supplement 2004.
ESTRUCTURAS METÁLICAS	EN 1993-1-1:2005, Eurocode 3. "Design of steel structures, Part 1-1: General rules and rules for buildings".
	EN 1993-1-9:2005, Eurocode 3. "Design of steel structures, Part 1-9: Fatigue strength of steel structures"
	EN 1993-1-9:2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-10: Material toughness and through-thickness properties"
	Zur Bemessung geschraubter Ringflanschverbindungen von Windenergieanlagen. Seidel, M. Shaker Verlag. Aachen 2001
ESTRUCTURAS DE CIMENTACION	EN 1992, Eurocode 2. "Design of concrete structures".
	EN 1998, Eurocode 8. "Design of structures for earthquake resistance".
	CEB-FIB Mode Code 1990
UNIONES ATORNILLADAS	VDI 2230 Part 1, Systematic calculation of high duty bolted joints - Joints with one cylindrical bolt, issued. February 2003.
	EN 1993-1-8:2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-8: Design of joints.
	ISO 898-1. Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel
	Stahlbau 66, Heft3, 1997. Zum elastostatischen tragverhalten exzentrisch gezogener L Stöße mit vorgespannten Schrauben. H. Schmidt, M. Neuper. Model C.
	Bauingenieur 75, 2000. Zur Bestimmung der Grenztragfähigkeit von Verbindungen mit planmassig auf Zug beanspruchten Schrauben. P. Schaumann, M. Seidel.
RODAMIENTOS	DIN ISO 281 2007. Rolling bearings - Dynamic load ratings and rating life ISO/TS 16281 2008 + Technical Corrigendum 1 2009. Rolling bearings – Method for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings
MULTIPLICADORA	ISO/DIS 81400-4. Wind turbine generator systems Part 4 Gearboxes for turbines from 40 kW to 2 MW and larger 2005 corresponds to ANSI/AGMA/AWEA 6006-A03 2004 Standard for Design and Specification of Gearboxes for Wind Turbines
	ISO 6336. Calculation of load capacity of spur and helical gears
	Part 1 ED1 1996 - Basic principles, introductions and general influence factors. Technical corrigendum 2 1999
	Part 2 ED1 1996 - Calculation of surface durability (pitting)
	Part 3 ED2 2003 - Calculation of tooth bending strength
	Part 5 ED2 2003 - Strength and quality of materials
	Part 6 ED2 2004 – Calculation of service life under variable load
	DIN 3990 1990. Tragfähigkeitsberechnung von Stirnrädern
	DIN 743 1-4 2000-10. Tragfähigkeitsberechnung von Wellen und Achsen
	ISO 1328-1 1975. Cylindrical Gears ISO system of accuracy

Figura 3. Tabla resumen con las principales normativas técnicas que aplican para aspectos de vida e integridad estructural de un aerogenerador On-Shore (Fuente: Elaboración propia).

ROTOR

Número de palas	1 / 2 / 3
Diámetro Nominal.....	m
Localización relativa respecto a la torre	Barlovento (Upwind) / Sotavento (Downwind)
Sistema giro ángulo de pala (Pitch)	Completo (Full span) / Parcial
Angulo Tilt	Grados(deg)
Conicidad	Grados (deg)
Posición Radial de la brida de pala	m
Altura de buje	m
Distancia al centro del rotor desde el 1 st rodamiento ..	m
Masa del Rotor hub (incl. rodamientos pala).....	Ton
Masa Total rotor	t
Distancia al Centro de gravedad desde 1 st rodamiento...	m

PALAS

Tipo	Mono-Pieza / Partida (con viga central)
Longitud	m
Cuerda Máxima	m
Diámetro Raíz (Root diameter).....	m
Área de Proyección	m ²
Perfil Aerodinámico	TU Delft
Masa de una pala (excl. rodamiento)	Ton
Localización del centro de masa desde raíz	m
Frecuencia de 1 st modo flapwise	Hz
Frecuencia de 1 st modo edgewise	Hz

NACELLE

Rotor distancia en voladizo	m
Distancia al 1 st rodamiento desde centro torre	m
Offset Vertical de la brida superior de torre	m
Masa de la Nacelle	t
Ubicación del centro de masas según tipo Downwind (Sotavento) / Upwind(Barlovento)	m
Tolerancia de punta nacelle al centro de torre	m

TORRE

Tipo	Metálica / Hormigón / Híbrida / Celosía
Altura	m
Masa Total.....	Ton
Frecuencia de doblado de 1 st orden	Hz
Frecuencia de doblado de 2 nd orden	Hz

EJE DE POTENCIA (DRIVE TRAIN)

Ratio multiplicación.....	1 : XX
Inercia del Generador.....	kg·m ²
Frecuencia de torsión libre del eje.....	Hz*
Pérdidas Totales a potencia nominal.....	%

Regulación de Potencia

Tipo	Velocidad Variable/Fija
Control de ángulo.....	Pitch /Stall

Parámetros de Operación

Potencia nominal (Rated power)	MW
Velocidad viento nominal.....	m/s
Velocidad viento de corte	m/s
Velocidad viento activación modo seguridad.....	m/s
Velocidad viento de corte	m/s
Velocidad nominal generador	rpm
Velocidad rotor nominal	rpm ~ Hz
Maximum sobrevelocidad del generador (X veces velocidad nominal).....	%
Maxima sobrevelocidad rotor	%
Par mecánico nominal (LSS).....	kN·m
Velocidad nominal en punta de pala.....	m/s
Nivel de ruido	dB(A)
Media Producción energía	GW·h
Vida estimada.....	20 años

Figura 4. Tabla resumen con las principales características técnicas de un aerogenerador On-Shore (Fuente: Elaboración propia).

Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador On-shore:

Los parámetros a considerar en cuanto a características técnicas se clasifican en los siguientes grupos:

1. Requisitos de Fiabilidad.

- FMECA (Failure Mode Effects Criticality Analysis: Análisis de criticidad de los efectos del modo de fallo): esta herramienta debe ser realizada en la fase de diseño para los principales sub-conjuntos funcionales y principales componentes.
- Objetivos de valores de fallo: se establecerán los objetivos de fallo del aerogenerador en funcionamiento en campo.
 - N° de fallos / 10000 horas funcionamiento.
 - N° de fallos / año de funcionamiento.

2-Disponibilidad de Mantenimiento.

- Diseño del aerogenerador teniendo enfocado a obtener bajos costes de mantenimiento:
 - Accesibilidad de los operarios de mantenimiento a las reparaciones con objeto de obtener un adecuado tiempo medio de reparación.
 - Utilización de herramientas estándar.
 - Cumplimiento de las regulaciones de seguridad e higiene del personal de mantenimiento.
 - Accesibilidad y ergonomía: Diseño del aerogenerador que permita el paso y montaje de piezas de repuesto de forma accesible en el interior de la nacelle y torre.
 - Periodo de las intervenciones de mantenimiento: deben ser las mínimas posibles con objeto de incrementar la disponibilidad del aerogenerador en funcionamiento.
 - Identificación: se identificarán con etiquetas o placas los puntos de chequeo de mantenimiento y los componentes a cambiar.
- Periodo de mantenimiento: en la fase de diseño se debe realizar el establecimiento del intervalo de intervención por mantenimiento (Periodo estándar del mercado: 1 año).
- N° de horas de intervención por mantenimiento: N° Horas / año (estas horas no se consideran con falta de disponibilidad al incluirse como característica del aerogenerador).

- N° de horas de parada programada (MDT= Mean Down time): se establecerá el n° de horas de parada permitidas en el aerogenerador de mantenimiento correctivo por los conceptos técnicos siguientes:
 - Tareas de alto grado de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año.
 - Tareas de grado medio de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año.
 - Tareas de grado bajo de mantenimiento correctivo: N° horas aerogenerador / año.

3-Disponibilidad de comprobación.

La disponibilidad de comprobación comprende la capacidad de monitorización, detección y aislamiento de cualquier fallo o funcionamiento defectuoso en los equipos del aerogenerador. El objeto es comunicar de la manera más rápida posible al personal de mantenimiento indicándoles el tipo de avería para poder efectuar la correspondiente intervención. Los siguientes procedimientos y sistemas se deben definir en la fase de diseño:

- Auto-diagnosis de averías mediante un sistema inteligente en el aerogenerador.
- Manual de intervención de mantenimiento: debe incluir la definición de los tipos de fallo y averías, el procedimiento de actuación e cada caso, la identificación del modo de fallo, el tipo de acción a efectuar (reparación, cambios de componentes, etc.).
- Tipos de alarmas y avisos asociados a cada tipo de avería o modo de fallo: alarmas, indicadores, avisos, comunicación de fallo al sistema de control remoto.
- % Detección de defectos: el objetivo estimado medio debe ser >90%.
- % Aislamiento de defectos: el objetivo estimado medio debe ser >80%.
- % Falsas alarmas detectadas: el objetivo estimado medio debe ser < 5%.

4-Repuestos, Consumibles y herramientas.

En la hipótesis de modos de fallo y averías asociadas con el mantenimiento del aerogenerador debe considerarse la disponibilidad de los siguientes aspectos técnicos.

- Manual de operación y mantenimiento: debe incluir como mínimo
 - Procedimientos de detección de fallo.
 - Esquemas gráficos de actuación de mantenimiento.
 - Identificación del fallo.
 - Protocolo de actuación.
 - Requisitos de seguridad para el personal de mantenimiento.
 - Acciones y Operaciones de mantenimiento y reparación a llevar a cabo.
 - Registros de las acciones efectuadas.
 - Personal de mantenimiento necesario.
 - Tiempo de actuación estimado.
- Lista de componentes de repuesto y de consumibles.
- Lista de identificación de herramientas y utillajes de mantenimiento.
- Plan de mantenimiento: detalle de actuaciones con calendario para realizar mantenimiento Correctivo, Preventivo y Predictivo.

Requisitos medioambientales en el diseño de un aerogenerador On-shore:

Los aspectos técnicos a considerar en cuanto a características técnicas referidas a requisitos medioambientales se indican a continuación:

1-Diseño de producto:

- Criterio de Eco-Diseño: el diseño del aerogenerador debe realizarse considerando los impactos medioambientales en todas las fases del diseño y desarrollo del producto con el objetivo de obtener productos que generen el mínimo impacto medio-ambiental posible a lo largo de su vida.
 - Optimización de recursos utilizados en el diseño: Materias primas, energía, Técnicos, Humanos, Económicos, Logísticos, Transporte y manipulación.
 - Minimización del consumo de los siguientes parámetros: consumo de recursos, pérdidas, uso de sustancias dañinas, desechos, descargas y emisiones, fallos, errores, no conformidades, logística, transporte y manipulación.
 - Sustitución o eliminación de sustancias peligrosas, ineficiencias, utilización de procesos antiguos/obsoletos, utilización de elementos y procesos innecesarios.
- Substancias químicas prohibidas: se debe asegurar que el producto, los procesos o los materiales de mantenimiento no incluyen sustancias prohibidas por la legislación medioambiental y por la política interna del fabricante de aerogeneradores.
- Eliminación de todas las sustancias incluidas en la lista '*Stockholm Convention on Persistent Organic Pollutants*': [Aldrin, Chlordane, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Hexachlorobenzene (HCB), Mirex, Toxaphene, Polychlorinated dibenzo-p-dioxins, dibenzofurans (PCDD/PCDF), Polychlorinated Biphenyls (PCB's)].
- Cables: eliminación del uso de materiales halógenos.
- Materiales con alto impacto medio-ambiental: reducción o eliminación en lo posible de tratamientos (superficiales y térmicos) y componentes tales como cromo, plomo, cadmio, mercurio, estireno entre otros.
- Materiales reciclables: utilización en todos los casos en los que sea factible materiales reciclables que mejoren el ciclo de vida (LCA: Life Cycle Análisis) y se optimice el desmantelamiento de los materiales al final de la vida del producto.
- Estandarización de diseño: de materiales, productos químicos, tratamientos (térmicos y superficiales), tipo y número de componentes, buscando el ocasionar el menor impacto medio-ambiental posible.

2-Aspectos medioambientales de procesos:

Se debe garantizar que no existen fugas de fluidos de ningún tipo durante las operaciones de montaje, fabricación y transporte.

3-Mantenimiento de producto:

Las siguientes líneas de actuación deben ser implementadas en el área de mantenimiento del aerogenerador con objeto de reducir el impacto medio-ambiental.

- Reducción de las operaciones de mantenimiento necesarias y la frecuencia de intervención.
- Mantenimiento predictivo: potenciarlo como aspecto fundamental desde el punto de vista medio-ambiental.
- Disponibilidad del aerogenerador: potenciar y gestionar el Mantenimiento correctivo desde el punto de vista de mayor disponibilidad de funcionamiento del aerogenerador.

Con un criterio de análisis técnico para poder realizar un estudio estadístico comparativo entre los diferentes modelos de aerogeneradores se han seleccionado de manera preliminar las siguientes características técnicas correspondientes a las Góndolas (Nacelles):

- **Rotor:** se indican las principales características técnicas.
 - Número de palas: N° (1 / 2 / 3).
 - Diámetro nominal: m.
 - Velocidad del rotor: r.p.m.
 - Tipo de velocidad del rotor: variable o fija.
 - Angulo inclinación (Tilt): ° (Grados).
 - Conicidad: ° (Grados).
 - Altura de buje: m.
 - Distancia al centro del rotor desde el 1st rodamiento: m.
 - Distancia al Centro de gravedad desde 1st rodamiento: m.
 - Velocidad de giro del rotor (r.p.m.) en relación a la potencia del aerogenerador.
 - Peso total del rotor (Toneladas) en relación a la potencia del aerogenerador .
- **Tren de Potencia (Drive Train):** se indican las principales características técnicas.
 - Multiplicadora: Ratio multiplicación (1: XX).
 - Tipo de Multiplicadora: N° etapas Planetarios / N° etapas Ejes paralelos
 - Multiplicadora: Tipo de Refrigeración (Bomba aceite + radiador aceite / Otros).
 - Multiplicadora: Sistema de freno en multiplicadora (eje de alta) SI / NO.
 - Multiplicadora: Calentamiento de aceite (kW)
 - Frecuencia de torsión libre del eje: Hz.
 - Pérdidas Totales a potencia nominal: %.
 - Tipo de requisitos de embalaje para transporte: Embalaje estándar / Embalaje especial / Otros requisitos (transporte marino, etc.).
- **Tipo de Generador eléctrico:** se indican las principales características técnicas de un generador para aplicaciones en aerogeneradores Onshore (los valores específicos deben ser definidos por el fabricante de aerogeneradores).
 - Tipos de generador eléctrico:
 - Asíncrono: Jaula de ardilla / Doblemente alimentado / Estandar.
 - Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes
 - Direct Drive (Accionamiento Directo): Síncrono Bobinado Multipolos / Síncrono Imanes Permanentes.
 - Tipo de velocidad de giro de los generadores:
 - Baja velocidad: > 300 r.p.m.
 - Media velocidad: > 300 r.p.m. hasta 1000 r.p.m.
 - Alta velocidad: > 1000 r.p.m.
 - Velocidad nominal de giro del generador (50 Hz- 60 Hz): r.p.m.
 - Sobre-velocidad de giro del generador: r.p.m.
 - Vida estimada del generador en funcionamiento: 20 Años.
 - N° de horas de funcionamiento en cada rango de velocidad (r.p.m.).
 - Máxima altura de operación del generador: altitud (m).
 - Tipo de material de los imanes permanentes (Generadores con imanes permanentes):
 - Neodymio Hierro Boro.
 - Otros.
 - Momento de Inercia del generador: rango de aceptación en kg m² a definir por el fabricante (Tolerancia de aceptación +/- %).
 - Potencia Activa Nominal: kW.
 - Tensión de trabajo: (V).
 - Tensión de línea en carga, velocidad, temperatura nominales: VAC (AC = Corriente Alterna).
 - Tensión de línea (límites transitorios en carga nominal): Rango en V.
 - Tensión de fase en vacío: VAC (AC = Corriente Alterna).
 - Frecuencia del Generador: 50-60 Hz.
 - N° de Polos (50 / 60 Hz): N°.
 - N° de devanados / N° de Fases: N° / N°.
 - Tipo de devanados Rotor /Estator:

- 2 bobinas por ranura.
 - Bobinados concéntricos.
 - Otros tipos.
- Forma geométrica de las bobinas: sección cuadrada / sección esférica / Pletina rectangular / otras formas geométricas.
- Tipo de aislamiento de las bobinas: Impregnación en vacío / Barnizado / Otros.
- Tipo de material de aislamiento entre bobinas: Mica / Otros.
- Clase térmica de los aislamientos de las bobinas: Clase F / Clase H / Otras clases.
- Incremento de temperaturas en operación nominal (en función de la clase térmica de aislamientos de las bobinas):
 - Puntos calientes en el rotor (T^a absoluta en función de la clase térmica F / H / Otras): $\Delta T^a < 100 \text{ K}$ / $\Delta T^a < \text{Otras } T^a$.
 - Puntos calientes en el rotor (T^a en $^{\circ}\text{C}$ en función de la clase térmica F / H / Otras): $\Delta T^a < 155 \text{ }^{\circ}\text{C}$ / $\Delta T^a < \text{Otras } T^a$.
 - Temperaturas medias: $\Delta T^a < 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$ / $\Delta T^a < \text{Otras } T^a$.
 - Temperaturas en los rodamientos del eje del rotor: $\Delta T^a < 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ / $\Delta T^a < \text{Otras } T^a$.
- Intensidad nominal: A.
- Intensidad nominal de estator (A Tensión Nominal): A.
- Armónicos (THD) Tensión en línea en vacío según norma EN60034-1 [Ref 3]: máximo %.
- Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales).
- Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal).
- Pérdidas en vacío: W.
- Pérdidas en Carga: W.
- Eficiencia del generador a potencia nominal (%): en condiciones definidas
 - Temperatura de la nacelle: $^{\circ}\text{C}$.
 - Temperatura del sistema de refrigeración: $^{\circ}\text{C}$.
 - Cos (Phi) en el lado de red: Valor.
 - Tensión de red: V.
- Eficiencia del generador en caso pérdidas parciales: %.
- Nivel de ruido del Generador en funcionamiento (nivel de potencia de ruido): Ruido del generador < Valor dB (A).
- Nivel de ruido del Generador en funcionamiento (Tonos de ruido audibles): Tonos del generador < Valor dB (A).
- Nivel de vibraciones en funcionamiento: perfil de vibraciones (X, Y, Z) y frecuencias según requerimientos del fabricante de aerogeneradores y normativa EN 60034-14 [Ref 5].
- Dimensiones exteriores: Largo / Ancho / Alto (mm).
- Peso total: Kg.
- Tolerancias de construcción según normativa EN60034-1 [Ref 3] Chapter 12.
- Máximo par extremo en operación: Nm.
- Cálculos de máximo par de fatiga y momentos equivalentes a vida: se utilizarán los coeficientes de Woehler para el cálculo.
- Aceleraciones del generador:
 - Aceleraciones externas extremas en los ejes X, Y, Z: m/s^2 .
 - Aceleraciones máximas equivalentes externas a vida utilizando los coeficientes de Woehler en los ejes X, Y, Z: m/s^2 .
 - Máxima aceleración del rotor en carga y en vacío (en cuanto a N° máximo de picos de aceleración): m/s^2 .
- Tipo de rodamientos del eje del rotor: Rodamientos de bolas / rodamientos de rodillos / Otros tipos.
- Factores técnicos que afectan a los rodamientos del eje del rotor en cuanto a diseño, cálculos, funcionamiento y su duración a vida:
 - N° de horas de vida en funcionamiento definidas por el diseño: N° horas.
 - Velocidad nominal del generador: r.p.m.
 - Temperatura de funcionamiento de los rodamientos.
 - Incrementos de Temperatura respecto a la temperatura ambiente en la nacelle.
 - Angulo de inclinación.
 - Máxima fuerza axial (F axial): N (actuando en la dirección más desfavorable).
 - Máximo momento de torsión: Nm (actuando en la dirección más desfavorable).
 - Máxima fuerza radial (F radial): N (actuando en la dirección más desfavorable).
 - Peso externo soportado por el extremo del eje del rotor: N (actuando en posición vertical).
 - Peso del rotor: kg.
 - Inercia: kg m.
 - Fuerzas electromagnéticas.
 - Aislamiento electromagnético en los rodamientos para evitar flujos de corrientes: Resistencia a VDC (DC = corriente continua).
 - Combinación de todas las fuerzas externas en función de la dirección de aplicación.
 - Sistema de lubricación y tipo de grasa: Lubricación según periodos de mantenimiento / Auto-lubricación / Otros sistemas.

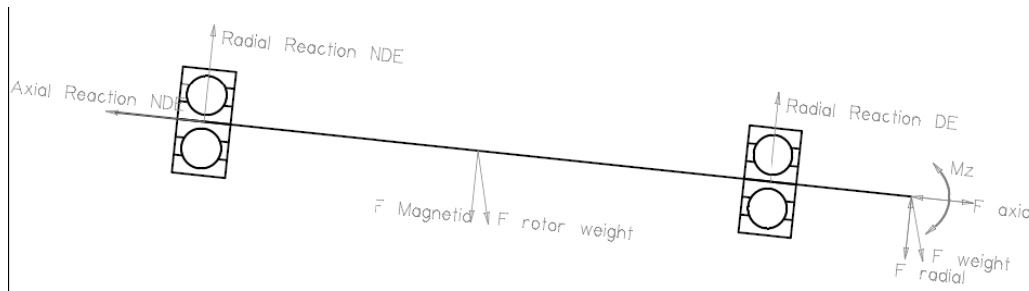


Figura 5. Esquema con la relación de fuerzas que actúan sobre los rodamientos del eje del rotor de un generador (Fuente: IEC).

- Cálculos de diseño del eje y del rotor del generador: son de importancia las características técnicas siguientes.
 - Cargas de rodamientos: N.
 - N° de horas de funcionamiento del aerogenerador en cada rango de velocidad (r.p.m.).
 - Pares máximo y equivalentes: Nm.
 - Aceleraciones del generador.
 - Los cálculos del rotor deben ser realizados en función de su comportamiento:
 - Estáticamente: con el máximo par y las máximas tensiones.
 - Deformaciones de los soportes mecánicos y su rigidez estructural.
 - Fatiga: en las peores condiciones cargas y de par de fatiga.
 - Velocidad máxima crítica del generador.
 - Cálculos de elementos finitos en caso de sobre-velocidad (en vacío y en carga):
 - Velocidad: r.p.m.
 - Máxima aceleración del rotor (en vacío y en carga): m/s².
 - Máxima aceleración externa: m/s².
 - Fuerzas magnéticas.
 - Temperaturas (peor caso): °C.
- Picos de tensión originados en el convertidor de potencia que debe ser capaz de resistir el generador:
 - Up (Fase-Tierra): < Valor en kV.
 - Up (Fase-Fase): < Valor en kV.
 - Picos de tensión entre sistemas: < Valor en Kv (desde 1 kHz hasta 5 kHz).
- Tensiones máximas en condiciones de carga en vacío, con velocidad y temperatura nominales: V.
- Rango de frecuencias de conexión: desde 0 hasta 5 kHz.
- Descargas parciales según norma IEC 60034-18-41.
- Materia prima de las bobinas: Aluminio / Cobre / Otros.
- Clase térmica de aislamiento de los bobinados (según norma IEC 60034): Clase F / Clase H / Otras.
- Rango de temperaturas de operación estándar:
 - Temperatura ambiente dentro de la nacelle: -20 °C a +50 °C.
 - Temperatura ambiente fuera de la nacelle: -20 °C a +40 °C.
 - Temperatura ambiente de almacenaje: -30 °C a +50 °C.
 - Otros rangos de Temperaturas.
- Sistema de refrigeración del generador:
 - Sistema por Aire: circulación natural.
 - Circulación forzada de aire.
 - Circuito de refrigeración por Agua.
 - Circuito de refrigeración por medio de líquido refrigerante (Glicol / Otros).
 - Otros.
- Clase de protección a la corrosión (Tipo de recubrimiento superficial según norma ISO 12944): C3 (M/H); C4 (M/H); C5 / Otros.
- Tipo de resistencia al ingreso de polvo y agua (Clase de protección según norma IEC 60034): IP54 / IP64 / Otros.
- Marcado CE.
- Compatibilidad electromagnética del generador (EMC) según norma EN60034-1[Ref 3] Chapter 13.
- Tipo de requisitos de embalaje para transporte: Embalaje estándar / Embalaje especial / Otros requisitos (transporte marino, etc.).
- Requisitos de Mantenimiento e intervenciones (Valores de Objetivos en periodos de horas de operación):
 - Generador (sin incluir rodamientos): > N° horas de operación.
 - Generador (incluyendo rodamientos): > N° horas de operación.
 - Accesibilidad para operaciones de cambio de los componentes sujetos a mantenimiento.
- Normas generales de cumplimiento para generadores eléctricos:
 - IEC 61400-1 Edition 3, December 2003 - Wind turbines, Design requirements.
 - GL. Guidelines for the Certification of Wind Turbines ED1 2003 + supp 2004.
 - EN 60034-1 Rotating Electrical Machines. Rating and performance.
 - EN 60034-2 Rotating electrical machines. Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests (excluding machines for traction vehicles).
 - EN 60034-14 Rotating electrical machines. Mechanical vibration of certain machines with shaft heights 56mm and higher. Measurement, evaluation and limits of the vibration severity.

- EN 60034-18-41 Rotating electrical machines. Qualification and type tests for Type I electrical insulation systems used in rotating electrical machines fed from voltage converters.
 - IEC 61400-11 Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques.
 - ISO 9614 Acoustics -- Determination of sound power levels of noise sources using sound intensity (Parts 1 and 2).
 - ISO 9614-1 Acoustics. Determination of sound power levels of noise using sound intensity. Part 1: Measurement at discrete points.
 - ISO 9614-2 Acoustics. Determination of sound power levels of noise using sound intensity. Part 2: Measurement by scanning.
 - ISO 3744 Acoustics. Determination of sound power levels of noise sources using sound pressure. Engineering method in an essentially free field over a reflecting plane.
 - ISO 3746 Acoustics. Determination of sound power levels of noise sources using sound pressure. Survey method using an enveloping measurement surface over a reflecting plane.
 - Normativa de servicio: EN 60034-1.
 - Ensayos de rutina realizados al 100% de los generadores en el fabricante: según especificaciones internas de cada fabricante y normativa EN60034-2 y la aplicable según punto anterior.
 - Ensayos de homologación realizados a los prototipos de los generadores en el fabricante (en la fase de homologación solamente): según especificaciones internas de cada fabricante y normativa EN60034-2 y la aplicable según punto anterior.
- **Convertidores de Potencia:** se indican las principales características técnicas de un convertidor de potencia para aplicaciones en aerogeneradores Onshore (los valores específicos deben ser definidos por el fabricante de aerogeneradores).
 - Tipo de convertidor:
 - Doblemente Alimentado (DFIM).
 - Convertidor Estándar.
 - Full Converter (FC).
 - Otros.
 - Tipo de convertidor en relación a la potencia del aerogenerador.
Doblemente Alimentado (DFIM) / Convertidor Estándar / Full Converter (FC) / Otros.
 - Convertidores con sistema IGBT: SI / NO.
 - Crow bar activo disponible: SI / NO.
 - Soporte a Huecos de Tensión en relación a la potencia del aerogenerador: SI / NO.
 - Regulación dinámica de Potencia Activa / Reactiva en relación a la potencia del aerogenerador.
 - Características eléctricas en el lado de la red eléctrica:
 - Potencia Nominal: kW
 - Potencia Nominal / Tensión nominal: kW / kVA.
 - Tensión de trabajo nominal: (V).
 - Tensión de red: (V).
 - Intensidad nominal de red: (A).
 - Intensidad de red máxima: (A).
 - Cos ϕ en lado de red: 0.9 inductivo - 1 - 0.9 capacitivo / Otros.
 - Frecuencia de red: $50 \pm 6\%$ / $60 \text{ Hz} \pm 5\%$.
 - Voltaje en lado continua (DC): (V).
 - Ratio de eficiencia (a potencia nominal): %.
 - Intensidad de cortocircuito en el punto de unión de red: (kA).
 - Características eléctricas en el lado del generador eléctrico:
 - Potencia Nominal: kW.
 - Potencia Nominal / Tensión nominal: kW / kVA.
 - Tensión de trabajo nominal del generador: (V).
 - Factor de potencia: $> 0,9$ Inductivo / Otros.
 - Intensidad nominal: (Arms).
 - Intensidad máxima: (Arms).
 - Frecuencia nominal: Hz.
 - N° de fases: 3 / Otros.
 - Brake-Chopper disponible en lado de Corriente Continua (DC) para cumplimiento de códigos de red: SI / NO.
 - Brake-Chopper resistencia para absorción de calor: MJ.
 - Pérdidas nominales: W.
 - Pérdidas máximas: W.
 - Filtros de Línea/EMC para cumplimiento de armónicos: SI / NO.
 - Contactor de red (ciclo de vida mínimo): N° ciclos de operación.
 - Capacitor DC Bus (Capacitancia / ciclo de vida): mF / N° Horas.
 - Normas generales de cumplimiento para convertidores de potencia y armarios auxiliares de control:
 - IEC 60439-1: Low-Voltage Switchgear and Controlgear Assemblies - Part 1: Type-Tested and Partially Type-Tested Assemblies-AMD 15206: June 30, 2004; IEC 60439-1: 1999.
 - IEC 60439-2: Amendment 1 - Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 2: Particular requirements for busbar trunking systems (busways).
 - IEC 60439-4: Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 4: Particular requirements for assemblies for construction sites (ACS)
 - IEC 61641: Enclosed low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Guide for testing under conditions of arcing due to internal fault.
 - IEC61400-24 Wind turbine generator systems – Part 24: Lightning protection.

- IEC62305-3 Protection of structures against lightning.
- IEC 60446 Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification - Identification of conductors by colours or alpha-numerics.
- CE marking is required to verify that the unit complies with the provisions of European directives on low voltage and EMC (Directive 2006/95/CE, according to 93/68/EEC and Directive 89/336/EEC, according to 93/68/EEC).
- Directive of machinery (2006/42/CE) Requirements for equipment to incorporate into a machine. Declaration of conformity for each EC must expressly refer to that will be incorporated into a host machine to Directive 2006/42/EC (machines). This declaration of conformity of the cabinets will be part of the Technical Construction File (Directive 2006/42/EC).
- Normas generales para convertidores de potencia y armarios auxiliares de control:
 - CSA C22.2 No. 14-95: Industrial control equipment.
 - DIN VDE 0100: Erection of power installations with rated voltages below 1,000.
 - IEC 60364-1: Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions.
- Normas de baja tensión para convertidores de potencia y armarios auxiliares de control:
 - DIN VDE 0635 Low voltage fuses; D-fuses E 16 up to 25 A, 500 V; D-fuses up to 100 A, 750 V; Dfuses up to 100 A, 500 V [VDE Specification].
 - DIN VDE 0660 part 503/504: Low-voltage switchgear and controlgear assemblies Part 3: Particular requirements for low-voltage switchgear and controlgear assemblies intended to be installed in place where unskilled persons have access for their use distribution boards.
 - IEC 60909-0. Short-circuit currents in three phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents.
 - IEC 60947-2. Circuit Breakers.
 - IEC 60947-4-1. Low voltage switchgear and controlgear. Part 4-1: Contactors and motor-starters – Electromechanical contactors and motor-starters.
 - IEC 60269-1. Low voltage fuses.
- Normas de diseño eléctrico para convertidores de potencia y armarios auxiliares de control:
 - IEC 204-3. UNE EN 50178: Electronic equipment for use in electrical power installations and their assembly into electrical power installations.
 - IEC 60068-1. Environmental testing. Part 1: General and guidance.
 - IEC 60529. Degrees of protection provide by enclosures (IP code).
 - IEC 60664-1. Insulation coordination for equipment within low-voltage systems. Part 1: Principles, requirements and tests. Class III will be considered.
 - IEC 60664-3. Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 3: Use of coating, potting or moulding for protection against pollution.
 - IEC 60721-3-1 Classification of environmental conditions - Part 3 Classification of groups of environmental parameters and their severities - Section 1: Storage.
 - IEC 60721-3-2 Classification of environmental conditions - Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Section 2: Transportation.
 - IEC 60721-3-3. Classification of environmental conditions - Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Section 3: Stationary use at weather protected locations.
- Normas de vibraciones de convertidores de potencia y armarios auxiliares de control:
 - IEC 60068-2-6: Environmental testing, part 2. Tests, Test Fe. Vibration (sinusoidal).
- Normas de compatibilidad electromagnética de convertidores de potencia y armarios auxiliares de control:
 - UNE-EN 55011. DIN VDE 0875: Radio interference suppression of electrical appliances.
 - IEC 61000-6-2. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards - Immunity for industrial environments.
 - IEC 61000-4-2. Electromagnetic compatibility (EMC)- Part 4-2: Testing and measurement techniques – Electrostatic discharge immunity test.
 - IEC 61000-4-3. Basic immunity standard; radiated radio frequency electromagnetic field immunity test.
 - IEC 61000-4-4. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-4: Testing and measurement techniques - Electrical fast transient/burst immunity test.
 - IEC 61000-4-5. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-5: Testing and measurement techniques - Surge immunity test.
 - Limits and methods of measurement of radio disturbance characteristics of information technology equipment. DIN VDE 0878 part 3. EN 55022.
 - IEC 61800-3. Adjustable speed electrical power drive systems - Part 3: EMC requirements and specific test methods.
 - IEC 61800-2. Adjustable speed electrical power drive systems - Part 2: General requirements – Rating specifications for low voltage adjustable frequency a.c. power drive systems.
- Normas de seguridad de convertidores de potencia y armarios auxiliares de control:
 - DIN VDE 0106. Protection against electrical shock; actuating members positioned close to parts liable to shock.
 - DIN VDE 0113. IEC 60204-1. Electrical equipment of industrial machines. Part 1: General requirements.
 - IEC 60332-1 Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions.
 - EN50308 Wind turbines – Protective measures – Requirements for design, operation and maintenance.
- Normas de Calidad de energía: IEC 61400-21 (Wind Turbine generator system, Part 21, Feb. 2001).
- Normas de Calidad de energía de conexión con aerogeneradores en voltaje medio: *Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (VDEW)*

- Normas de Calidad de energía de conexión con aerogeneradores en lado de alto voltaje: *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch und Höchstspannungsnetz. Leitfaden für den Anschluss und Parallelbetrieb am Hoch und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den Grid Codes. VDN e.V. August 2004.*
- Distorsión de armónicos total (THD según fórmula) presentará valores < 1%.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_n} \cdot 100$$

I_h : RMS Intensidad de armónico de orden h
 I_n : RMS Intensidad nominal

- Cumplimiento del convertidor de los códigos de red (Huecos de tensión, Sobre tensiones, cambios de frecuencia de red, control del factor de potencia, control de tensión, etc.).
- Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior.
- N° de módulos de convertidor: N°.
- Dimensiones exteriores: Largo / Ancho / Alto (mm).
- Peso total: Kg.
- Clase de protección a la corrosión (Tipo de recubrimiento superficial): C3 (M/H); C4 (M/H); C5 / Otros.
- Tipo de resistencia al ingreso de polvo y agua (Clase de protección según norma IEC 60034): IP54 / IP64 / Otros.
- Rango de temperaturas de operación estándar: -30 °C a +50 °C / Otros rangos de Temperaturas.
- Sistema de refrigeración: Aire / Circulación forzada de aire / Agua / Refrigerante (Glicol / Otros).
- Nivel de ruido del convertidor en funcionamiento: dB (A).
- Nivel de vibraciones en funcionamiento: según requerimientos del fabricante de aerogeneradores.
- Requisitos de control del aerogenerador a ser incluidos en el sistema de control de los convertidores de potencia:
 - Control de potencia activa.
 - Control de potencia reactiva.
 - Control de tensión de corriente continua (DC).
 - Control de frecuencia.
 - Sistema de transmisión activa.
 - Control de fallos.
 - Control de tensión.
 - Control de intensidad.
 - Control de par motor
 - Operación de filtro activo.
 - Control del Brake chopper.
 - Control de alta velocidad.
 - Control de baja velocidad.
- Protocolos de comunicación del convertidor con el PLC (Central del Sistema de control):
 - Interbus (IEC 61158, EN 50254, DIN E 19258).
 - Profibus.
 - Profinet.
 - Otros.
- Marcado CE.
- Compatibilidad electromagnética del generador (EMC) según norma EN60034-1[Ref 3] Chapter 13.
- Tipo de requisitos de embalaje para transporte: Embalaje estándar / Embalaje especial / Otros requisitos (transporte marino, etc.).

- **Transformador de potencia:** se indican las principales características técnicas de un transformador de potencia para aplicaciones en aerogeneradores Onshore (los valores específicos deben ser definidos por el fabricante de aerogeneradores).

- Tipo de transformador: Seco / Líquido.
- Ubicación en el aerogenerador en relación a la potencia del aerogenerador: Nacelle / Externo al Aerogenerador / Externo a la Nacelle / Base de la torre.
- Tipo de aplicación del transformador: Interior / Exterior / Ambiente marino / Sumergible / Otros.
- Estándares aplicables de diseño para transformadores y sus componentes:
 - IEC 60076-1 POWER TRANSFORMER – Part1: General
 - IEC 60076-2 POWER TRANSFORMER – Part2: Temperature rise
 - IEC 60076-3 POWER TRANSFORMER – Part3: Insulation levels, dielectric test and external clearances in air.
 - IEC 60076-5 POWER TRANSFORMER – Part5: Ability to withstand short-circuit.
 - IEC 60076-7 POWER TRANSFORMER – Part7: Loading guide for oil-immersed transformers.
 - IEC 60076-10 POWER TRANSFORMER – Part10: Determination of sound levels.
 - IEC 60076-11 POWER TRANSFORMER – Part11: Dry-type Transformer.
 - IEC 60076-12 POWER TRANSFORMER – Part12: Loading guide for Dry type transformers.
 - IEC 60076-14 POWER TRANSFORMER – Part14: Design application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulations materials.
 - UNE-EN 50180 Bushings above 1 kV up to 36 kV and from 250 A to 3,15 kA for liquid filled Transformers
 - UNE-EN 50181 Plug-in type bushings above 1 kV up to 36 kV and from 250 A to 1.25 kA for equipment other than liquid filled transformers.
 - EN 50386 Bushings up to 1kV and from 250A to 5kA for liquid-filled transformers.

- IEC 60068-2-6 Environmental testing – Part 2-6: Tests – Test Fc: Vibration (sinusoidal)
- IEC 61400 Wind turbine generator systems. Part 11: Acoustic noise measurement techniques.
- IEC 61100 Classification of Insulating Liquids According to Fire-Point and Net Calorific Value.
- ISO 12944-2 Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective paint systems - Part 2: Classification of environments.
- ANSI Std. C57.12.01 General requirements for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers.
- ANSI Std. C57.12.00 General requirements for dry-type distribution and power transformers
- DIN EN 175 301-801.
- IEC 60836 Specifications for unused silicone insulating liquids for electro-technical purposes.
- IEC 61099 Specifications for Unused Synthetic Organic Esters for Electrical Purposes.
- IEC 61400-1_2005: 3rd Edition. Design Requirements.
- Germanischer Lloyd. Rules and Guidelines. IV Industrial Services. Guideline for the Certification of Wind Turbines. Edition 2003 with Supplement 2004.
- EN 1993-1-1:2005 Eurocode 3. “Design of steel structures, Part 1-1: General rules and rules for buildings”.
- EN 1993-1-9:2005 Eurocode 3. “Design of steel structures, Part 1-9: Fatigue strength of steel structures”
- EN 1993-1-10:2005 Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-10: Material toughness and through-thickness properties”
- VDI 2230 Part 1, Systematic calculation of high duty bolted joints - Joints with one cylindrical bolt, issued. February 2003.
- EN 1993-1-8-2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-8: Design of joints.
- ISO 898-1. Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel.
- IEC 60068-2-6: normativa de ensayos de vibraciones en los 3 ejes X,Y,Z.
- Potencia Nominal: MVA.
- Máxima Potencia total de salida: MVA.
- Tensión nominal: V.
- Tensión de trabajo (Lado de media tensión HV): rangos desde 10 kV hasta 35 kV.
- Tensión de trabajo (Lado de baja tensión LV): rangos en V.
- Tolerancias en la tensión de lado de baja tensión: +/- 10 %.
- Rangos de tensiones de red según los mercados y países:
 - Europa (50 Hz), China (50 Hz) y resto del mundo: desde 10 kV hasta 35 kV.
 - Estados Unidos, Canadá, Japón y resto del mundo (60 Hz): desde 10 a 34,5 kV.
- Frecuencia del Transformador: 50-60 Hz.
- Tolerancias en la frecuencia (50 / 60 Hz): +/- 6 %.
- Dimensiones exteriores: Largo / Ancho / Alto (mm).
- Peso total: Kg.
- Rango de Temperatura de trabajo en funcionamiento: -30 a +45 ° C / Otros rangos.
- Incremento de temperaturas en los aislamientos (Transformador tipo seco):
 - Máximo incremento medio de temperatura para sistemas de aislamiento de clase F: 90 K.
 - Máximo incremento medio de temperatura para sistemas de aislamiento de clase H: 115 K.
- Incremento de temperaturas en los aislamientos (Transformador tipo líquido):
 - Máximo incremento de temperatura del líquido: 80 K.
 - Máximo incremento medio de temperatura para los sistemas de aislamiento: 115 K.
- Nivel de humedad relativa: < 95%.
- Conexiones: Estrella / Triángulo.
- N° de fases: N°.
- Altitud máxima de trabajo: 1200 m / < 1500 m / > 1500 m.
- Intensidad de arranque (Inrush current): < 7 veces la Intensidad Nominal (A) / Otros valores.
- Intensidad de cortocircuito: kA.
- Intensidad en vacío (No load current): A.
- Intensidad nominal (Conexión triángulo en Alta tensión): A
- Impedancia de cortocircuito: 10 / 11 / Otros valores (%).
- Contenidos de armónicos (THD): < 2 %.
- Nivel de descargas parciales según norma IEC60076-11: pC.
- Distribución de cargas en el transformador (N° de Horas/año en cada rango de potencia generada del aerogenerador): está afectada por dos parámetros.
 - Curva de potencia del aerogenerador (potencia producida en función de la velocidad del viento).
 - Distribución del viento en el emplazamiento del aerogenerador.
 - Normativa de cargas para transformadores de potencia de tipo seco: IEC 60076-12.
 - Normativa de cargas para transformadores de potencia de tipo líquido: IEC 60076-7.
- Eficiencia del transformador (%): cálculo en función de los parámetros
 - Factor de potencia: rango desde 0,75 hasta 1.
 - Carga: rango desde 0 hasta 1,25.
- Caídas de tensión del transformador (%): cálculo en función de los parámetros
 - Factor de potencia (Inductivo): rango desde 0,75 hasta 1.
 - Carga: rango desde 0 hasta 1,25.
- Caídas de tensión del transformador (%): cálculo en función de los parámetros
 - Factor de potencia (Capacitivo): rango desde 0,75 hasta 1.
 - Carga: rango desde 0 hasta 1,25.
- Potencia reactiva del transformador (Kvar): cálculo en función de los parámetros
 - Factor de potencia: rango desde 0,75 hasta 1.

- Carga: rango desde 0 hasta 1,25.
- Pérdidas en vacío: W.
- Pérdidas en Carga: W.
- Pérdidas totales: W.
- Tolerancia de pérdidas (En vacío y en carga): %.
- Nivel de ruido del transformador en funcionamiento: dB (A).
- Método de medida de ruido según normativa:
 - Ruido: IEC 60076-10 Power Transformers. Part 10: Determination of sound levels.
 - Tonos: IEC 61400-11 Wind turbine generator Systems. Part 11: Acoustic noise measurement techniques. Ref. [2], chapter. 8.5 Tonality.
 - Nivel de potencia de ruido (Sound power level): W.
 - Tolerancia de desviación de aceptación del nivel de ruido: +/- %.
- Nivel de vibraciones en funcionamiento según perfil de vibraciones (Hz y nº de horas en cada eje X,Y,Z): según requerimientos del fabricante de aerogeneradores para transformadores montados en Nacelle.
- Vida estimada en años y horas de funcionamiento: 20 años / Nº horas
- Materia prima de las bobinas: Aluminio / cobre / Otros.
- Clase térmica de aislamiento de los bobinados (Alta Tensión/Baja Tensión):
 - Normativa aplicable (Lado de alta tensión): IEC 60076-3 “Transformadores de potencia – PARTE 3: niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y tolerancias externas en el aire”, tabla 2, considerando una altitud de 1500m.
 - Normativa aplicable (Lado de baja tensión): IEC 60076-11 “Transformadores de potencia tipo seco”, tabla 3, considerando una altitud de 1500m.
 - Clase F-F / Clase H-H / Otras.
 - Características del material aislante de los bobinados: trabajo en altas temperaturas / alta resistencia eléctrica / resistencia al fuego / resistencia mecánica y química.
 - Vector group según Dyn: 11 / 5 / Otros.
- Clase de protección a la corrosión (Tipo de recubrimiento superficial) según normativa ISO 9223 y ISO 12944: C3 (M/H); C4 (M/H); C5 / Otros.
- Tipo de resistencia al ingreso de polvo y agua (Clase de protección según norma IEC 60034) según normativa: IP54 / IP65 / Otros.
- Clase medioambiental según normativa IEC 60076-11: E2 /Otras.
- Clase de comportamiento al fuego según normativa IEC 60076-11: Clase F1 / Otras.
- Clase climática según normativa IEC 60076-11: C1 / C2 / Otras.
- Clasificación del tipo de líquido aislante según el punto de ignición y el valor calorífico neto según coeficientes de la norma IEC 61100.
- Sistema de refrigeración del transformador:
 - Según normativa IEC 60076-2 y normativas ANSI / IEEE.
 - Tipo de transformador líquido: Tipo de líquido refrigerante de transformador líquido con punto de ignición > 300 ° C (Aceite / Ester sintético / Ester vegetal / Silicona / Otros).
 - Tipo de transformador seco: sistema de circulación forzada (mediante ventiladores) / Sin ventilación forzada / Otros.
- Tecnología de fabricación del tipo de transformador seco: Bobinas Encapsuladas / Bobinas Impregnadas / Mixto Bobinas Encapsuladas- Bobinas Impregnadas.
- Tipo de líquido en los transformadores líquidos:
 - Fluido de silicona según normativa IEC 60836.
 - Fluido de ester sintético según normativa IEC 61099.
 - Otros tipos de líquidos: esteres vegetales / aceites minerales / aceites sintéticos / otros.
- Marcado CE.
- Tipo de requisitos de embalaje para transporte: Embalaje estándar / Embalaje especial / Otros requisitos (transporte marino, etc.).

• Sistema de Control del aerogenerador:

El sistema de control de un aerogenerador es diferente en función de la potencia del mismo: para aerogeneradores de pequeña potencia el sistema de control es simple y pasivo; para los de mayor potencia el sistema de control es más complejo debido a la multitud de parámetros a medir y controlar (mediante sistemas eléctricos ,mecánicos, hidráulicos, etc.).

Los principales objetivos de un sistema de control en un aerogenerador son los siguientes:

- Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.
- Conseguir que el aerogenerador funcione en relación al viento del emplazamiento (orientación, control de potencia, control de la velocidad, etc.).
- Decisión sobre la conexión-desconexión del generador y realizar os arranques y paradas del aerogenerador.
- Protección del sistema en relación a sobre-velocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, etc.
- Maximizar el rendimiento total del sistema.
- Indicación y señalización de posibles averías o funcionamiento incorrecto.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador.

Dentro de la estructura del sistema de control del aerogenerador se pueden diferenciar los siguientes sub-sistemas que hay que gestionar:

1. Características mecánicas del sistema de cambio de paso de palas.
2. Aeroelasticidad del cambio de paso.

3. Par aerodinámico del rotor.
4. Comportamiento dinámico del tren de potencia.
5. Características eléctricas del generador.

El sistema de control integra los dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador en caso de producirse alguna condición anómala (Falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador, velocidad de viento o de rotor excesiva, etc.).

Los actuales sistemas de control para aerogeneradores modernos están basados en sistemas PLC (Controlador de Lógica Programable) u ordenadores industriales conectados a una central vía ordenadores externos o vía MODEM mediante conexión telefónica.

Los sistemas de control en un aerogenerador están integrados principalmente por tres etapas:

4. Etapla de entrada de control: se encarga de conducir las señales de los sensores o transductores distribuidos por todo el aerogenerador hasta el control central con objeto de ser procesadas y enviar las órdenes de mando a los dispositivos de actuación.
5. Etapla de señales de alarma: se encarga de registrar las señales correspondientes a situaciones anómalas de sistemas críticos marcando a su vez prioridades en cuanto a la parada inmediata del aerogenerador por encima de cualquier otra orden.
6. Etapla de salida de control: transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control accionando los actuadores correspondientes.

Se describen a continuación las principales características técnicas que son supervisadas en modo continuo por un sistema de control de un aerogenerador:

- *Errores internos en el sistema de control*:
 - Problemas en la transmisión de datos.
 - Problemas en la lectura-escritura de datos en la memoria.
 - Fallo en la alimentación.
- *Parámetros de red*:
 - Frecuencia de red máxima y mínima.
 - Tensión de red máxima y mínima.
 - Sobre-tensión.
 - Corrientes asimétricas.
 - Corriente máxima en monitorización.
- *Potencia de salida*:
 - Detección de fallo en anemómetro.
 - Potencia mínima.
- *Velocidad del viento*:
 - Velocidad mínima de arranque.
 - Velocidad mínima de parada.
 - Velocidad máxima de parada.
 - Velocidad máxima de nuevo arranque.
 - Velocidad de detección de fallo de anemómetro.
- *Velocidad de giro del rotor*:
 - Sobre-velocidad en el rotor de baja velocidad.
 - Sobre-velocidad en el rotor de alta velocidad.
 - Velocidad para actuación de freno.
 - Máxima velocidad con fallo de freno.
- *Control de Temperaturas*:
 - Temperatura máxima de los devanados del generador eléctrico.
 - Temperatura máxima del aceite en la multiplicadora.
 - Temperatura máxima de los dispositivos electrónicos.
 - Temperatura en el sistema de orientación de la góndola.
- *Sensores comparadores*:
 - Relación de revoluciones del eje de alta/ baja velocidad.
 - Relación de pulsos y revoluciones en el generador.
 - Enrollado-desenrollado de cables.
 - Detección de retraso en la comparación de sensores.
- *Sistemas hidráulicos*: presión del circuito.
- *Nivel de aceite*: bajo nivel.
- *Excesivo nº de conexiones-desconexiones del aerogenerador*.
- *Alarmas*:
 - Alarmas de parada de máquina: definidas en función del modelo de cada fabricante obligan a la parada del aerogenerador y a la puesta en marcha en operación de modo manual.
 - Alarmas de sub-sistemas: obligan a la parada del aerogenerador pero una vez subsanado el incidente el aerogenerador se conecta automáticamente al modo de funcionamiento normal.
 - Alarmas secundarias: informan de la anomalía al sistema pero no se detiene el funcionamiento del aerogenerador.

- **Sistema de Balizamiento del aerogenerador:**

Para poder cumplir con los requisitos de balizamiento globales de los diferentes países donde pueden instalarse los aerogeneradores es preciso recapitular y definir los diferentes tipos requeridos en cada país. En la Figura 6 se indican los países, los tipos de baliza, Nº de balizas por aerogenerador, necesidad de sincronización, necesidad de aviso, requisitos solicitados a la unidad de baterías (nº de horas de funcionamiento en caso de caída de red o parada).

La normativa aplicable para los sistemas de balizamiento de aerogeneradores On-Shore es la siguiente:

- Normas IEC 61000-6-4; IEC 61000-6-2; IEC 60598-1; IEC 617.
- Norma estándar ICAO (International Civil Aviation Organization): ICAO ANNEX 4, Volume 1, 4th Edition, July 2004, Chapter 6, Medium Intensity, Type A & B Obstacle Light.
- Low Voltage Directive: 73/23/EEC.
- Directiva de compatibilidad electromagnética: EMC 89/336/EEC.
- Directiva de emisiones electromagnéticas: EN-50081-2 (Parte 2: Entornos industriales).
- Directiva de inmunidad electromagnética: EN-50082-2 (Parte 2: Entornos industriales).

PAIS	NACELLE: REQUERIMIENTOS DE BALIZADO	Nº DE BALIZAS / AERO-GENERADOR	SINCRONIZACION DE LAS BALIZAS EN EL PARQUE EOLICO*	AVISO	UPS (SISTEMA BATERIAS)
ESPAÑA**	HI tipo A durante el día MI tipo B durante la noche	360º visible En caso de un parquet con solo 1 aerogenerador, es necesaria una baliza adicional	SI	SI	12h
ALEMANIA	MI tipo A durante el día MI tipo B o W.Rot durante la noche	2	SI	SI	2h
FRANCIA	MI tipo A / B	360º visible	SI	SI	12h
ITALIA	MI tipo B o C	360º visible	NO si es tipo C (luz fija) SI si es tipo B	SI	16h
PORTUGAL	MI tipo A durante el día MI tipo C durante la noche	360º visible	SI	SI	12h
GRECIA	MI tipo A / B	360º visible	SI	SI	12h
REINO UNIDO (UK)	MI tipo C	360º visible	NO	SI	NO
POLONIA	MI tipo B durante la noche	360º visible	SI	SI	NO
USA	MI tipo L864 or L865	---	---	---	---
CANADA	MI tipo L864 or L865 (<i>No definido para Alturas superiores a 150 m.</i>)	---	---	---	---
RUMANIA	MI tipo A / B	360º visible	SI	SI	12h
TURQUIA	<i>No hay requerimientos específicos</i>	---	---	---	---
CHINA	HI tipo A día/noche	360º visible	SI	SI	---
AUSTRALIA	MI tipo B durante la noche	2	SI	SI	---

LI: low intensity (Baja intensidad)

MI: medium intensity (Media intensidad)

HI: high intensity (Alta intensidad)

Tipo A: blanca

Tipo B: roja

Tipo A/B: luz blanca durante el día y luz roja durante la noche

Tipo C: roja fija

W-Rot: baliza especial para Alemania con un mínimo de intensidad de 100 cd (candelas) color rojo.

* En caso de que exista más de una baliza en la Nacelle estas deben estar sincronizadas.

** Es posible montar balizas tipo MI A/B hasta que los suministradores desarrollen balizas de alta intensidad HI duales y omni-direccionales.

Figura 6. Tabla comparativa de los diferentes tipos de balizamientos requisitos específicos requeridos en algunos países (Fuente: elaboración propia).

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.4.2.2. Características técnicas generales del sistema de control de un aerogenerador Onshore.

En el Anexo 2.4.2.4.2.2. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle del sistema de control de los aerogeneradores Onshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada.

El sistema de control de un aerogenerador es diferente en función de la potencia del mismo: para aerogeneradores de pequeña potencia el sistema de control es simple y pasivo; para los de mayor potencia el sistema de control es más complejo debido a la multitud de parámetros a medir y controlar (mediante sistemas eléctricos ,mecánicos, hidráulicos, etc.).

Los principales objetivos de un sistema de control en un aerogenerador son los siguientes:

- Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.
- Conseguir que el aerogenerador funcione en relación al viento del emplazamiento (orientación, control de potencia, control de la velocidad, etc.).
- Decisión sobre la conexión-desconexión del generador y realizar os arranques y paradas del aerogenerador.
- Protección del sistema en relación a sobre-velocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, etc.
- Maximizar el rendimiento total del sistema.
- Indicación y señalización de posibles averías o funcionamiento incorrecto.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador.

Dentro de la estructura del sistema de control del aerogenerador se pueden diferenciar los siguientes sub-sistemas que hay que gestionar:

1. Características mecánicas del sistema de cambio de paso de palas.
2. Aeroelasticidad del cambio de paso.
3. Par aerodinámico del rotor.
4. Comportamiento dinámico del tren de potencia.
5. Características eléctricas del generador.

El sistema de control integra los dispositivos necesarios de seguridad para garantizar la parada del aerogenerador en caso de producirse alguna condición anómala (Falta de tensión de red, vibración excesiva, calentamiento excesivo del generador, velocidad de viento o de rotor excesiva, etc.).

Los actuales sistemas de control para aerogeneradores modernos están basados en sistemas PLC (Controlador de Lógica Programable) u ordenadores industriales conectados a una central vía ordenadores externos o vía MODEM mediante conexión telefónica.

Los sistemas de control en un aerogenerador están integrados principalmente por tres etapas:

1. Etapla de entrada de control: se encarga de conducir las señales de los sensores o transductores distribuidos por todo el aerogenerador hasta el control central con objeto de ser procesadas y enviar las órdenes de mando a los dispositivos de actuación.
2. Etapla de señales de alarma: se encarga de registrar las señales correspondientes a situaciones anómalas de sistemas críticos marcando a su vez prioridades en cuanto a la parada inmediata del aerogenerador por encima de cualquier otra orden.
3. Etapla de salida de control: transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control accionando los actuadores correspondientes.

Se describen a continuación las principales características técnicas que son supervisadas en modo continuo por un sistema de control de un aerogenerador:

- *Errores internos en el sistema de control*:
 - Problemas en la transmisión de datos.
 - Problemas en la lectura-escritura de datos en la memoria.
 - Fallo en la alimentación.
- *Parámetros de red*:
 - Frecuencia de red máxima y mínima.
 - Tensión de red máxima y mínima.
 - Sobre-tensión.
 - Corrientes asimétricas.

- Corriente máxima en monitorización.
- *Potencia de salida:*
 - Detección de fallo en anemómetro.
 - Potencia mínima.
- *Velocidad del viento:*
 - Velocidad mínima de arranque.
 - Velocidad mínima de parada.
 - Velocidad máxima de parada.
 - Velocidad máxima de nuevo arranque.
 - Velocidad de detección de fallo de anemómetro.
- *Velocidad de giro del rotor:*
 - Sobre-velocidad en el rotor de baja velocidad.
 - Sobre-velocidad en el rotor de alta velocidad.
 - Velocidad para actuación de freno.
 - Máxima velocidad con fallo de freno.
- *Control de Temperaturas:*
 - Temperatura máxima de los devanados del generador eléctrico.
 - Temperatura máxima del aceite en la multiplicadora.
 - Temperatura máxima de los dispositivos electrónicos.
 - Temperatura en el sistema de orientación de la góndola.
- *Sensores comparadores:*
 - Relación de revoluciones del eje de alta/ baja velocidad.
 - Relación de pulsos y revoluciones en el generador.
 - Enrollado-desenrollado de cables.
 - Detección de retraso en la comparación de sensores.
- *Sistemas hidráulicos:* presión del circuito.
- *Nivel de aceite:* bajo nivel.
- *Excesivo nº de conexiones-desconexiones del aerogenerador.*
- *Alarmas:*
 - Alarmas de parada de máquina: definidas en función del modelo de cada fabricante obligan a la parada del aerogenerador y a la puesta en marcha en operación de modo manual.
 - Alarmas de sub-sistemas: obligan a la parada del aerogenerador pero una vez subsanado el incidente el aerogenerador se conecta automáticamente al modo de funcionamiento normal.
 - Alarmas secundarias: informan de la anomalía al sistema pero no se detiene el funcionamiento del aerogenerador.

Parámetros de control monitorizados:

Se indica a continuación un resumen de los principales parámetros técnicos que se monitorizan en un aerogenerador On-Shore a través del sistema de control (Figura 1).

MONITORIZACION / CONTROL SISTEMA DEL AEROGENERADOR

Visión General (Estatus General, Multiplicadora, Generador)

Temperatura (Estatus General, Multiplicadora, Generador)

Presión (Hidráulica, Multiplicadora)

Estado del Sistema (General, Multiplicadora, Generador, Punta-Tip, Línea de vida)

Sistema de giro-Yaw (Estatus, Viento, Yaw)

Conexión a red (Estatus, Suministro, Voltaje, Corriente, Potencia, Capacitores, Protección de rayos, Misceláneos.)

Control del aerogenerador (Arranque, Stop, Reset, Enter)

Control sistema de giro-Yaw (Auto, Manual, CW, CCW, Stop, Enter)

Control del Motor (Rotor) (Start, Stop, Enter)

Ensayo del Capacitor (Test, Enter)

MONITORIZACION DEL SISTEMA METEOROLOGICO.

Visión General (Viento, Temperatura, Presión, Humedad, Estatus)

MONITORIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO.

Visión General (Potencia, Voltaje, Corriente, Frecuencia, Factor de Potencia, Estatus)

Logging/Información

Alarma Log

Alarma Activa

Histórico de Alarmas

Histórico de Eventos

10 min. Valor Log

Rápido Log

Estadísticas de Producción

Estadísticas de disponibilidad del aerogenerador

Curva de Potencia

Distribución de Potencia

Informes de Rendimiento-Performance

10 min. Informes de Valores

Autorización

Login de Aplicación Login

Login de Localización

Mensajes

E-mail

Exportación de datos

CSV

XML

Interfaces

Externa: SOAP (HTTP, XML-CSV)

Interna: OPC, ODBC, SQL

Base de Datos

SQL

Figura 1. Tabla resumen de parámetros de control monitorizados en un aerogenerador On-Shore (Fuente: Elaboración propia y fabricantes)

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.4.2.3. Características técnicas de la instalación y montaje en campo de los aerogeneradores Onshore.

En el Anexo 2.4.2.4.2.3. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de la instalación y montaje en campo en el emplazamiento terrestre de los aerogeneradores Onshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada.

Como aspectos a considerar en cuanto a la instalación y montaje en el emplazamiento terrestre de los aerogeneradores On-Shore es preciso mencionar los siguientes aspectos:

El proceso completo de instalación y montaje en el emplazamiento final (campo) de un aerogenerador On-Shore incluye una serie de actividades adicionales a las propias de la instalación física que configuran el ciclo de desarrollo de un parque eólico. En la Figura 1 se describen las fases de desarrollo estandar de un parque eólico que en síntesis presentan dos fases diferenciadas que son las siguientes:

- Desarrollo técnico y administrativo del parque eólico: presenta una duración media estimada de ejecución estimada entre tres y cuatro años. Las principales actividades a realizar son la selección del emplazamiento del parque eólico, la realización de la campaña de medición de vientos en el emplazamiento y la fase de obtención de permisos administrativos para la instalación del parque eólico.
- Instalación del parque eólico: presenta una duración media de ejecución estimada entre seis y nueve meses. Las principales actividades a desarrollar son la realización de la obra civil en el emplazamiento y la propia instalación de los aerogeneradores en su ubicación final.

CICLO DE DESARROLLO DE UN PARQUE EÓLICO ONSHORE					
FASE DE DESARROLLO	DESARROLLO DEL PARQUE EOLICO ONSHORE			INSTALACION DEL PARQUE EOLICO ONSHORE	
DURACION (ESTIMADA)	3 A 4 AÑOS			6 A 9 MESES	
ACTIVIDAD	SELECCION DEL EMPLAZAMIENTO	CAMPAÑA DE MEDICION DE VIENTOS	PERMISOS ADMINISTRATIVOS DE INSTALACION DEL PARQUE EOLICO	OBRA CIVIL	INSTALACION DE AEROGENERADORES ONSHORE EN PARQUE
DURACION (ESTIMADA)	6 MESES	2 AÑOS	1 AÑO	4 MESES	2 A 5 MESES

Figura 1. Esquema del tiempo medio de ciclo de la instalación en campo de un parque eólico en España (Fuente: Elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

En cuanto a la tipología de las instalaciones eólicas On-Shore existen dos tipologías en función del tipo de conexión a la red eléctrica:

- Instalaciones eólicas Aisladas: su objeto es generar electricidad en lugares remotos para realizar el abastecimiento para autoconsumo. Estas instalaciones pueden ir combinadas con otros elementos de producción de energía renovable como por ejemplo placas solares fotovoltaicas.
- Parques eólicos: están conectados a la red eléctrica general y por lo general se instalan en zonas elevadas como las cumbres de las montañas o en zonas llanas con recurso eólico donde la velocidad del viento es adecuada para la rentabilización de las inversiones en aerogeneradores On-Shore.

Definición de parque eólico: es la agrupación de varios aerogeneradores en un emplazamiento determinado con un solo punto de conexión a la red eléctrica que disponga de autorización administrativa y código de registro definitivo en el régimen especial.

Un parque eólico está constituido por los siguientes elementos: aerogeneradores, las líneas eléctricas que los interconectan; la subestación transformadora para la conexión del parque eólico a una red de transporte o distribución de energía eléctrica, con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a red (transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS, etc.).

Las características técnicas a considerar en los emplazamientos en cuanto a las instalaciones de parques eólicos On-Shore se indican a continuación:

- Diseño de un parque eólico: el proceso de diseño de un parque eólico se resume en los siguientes pasos.
 - Diseño de la campaña de medidas.
 - Determinación del número y de la posición de las torres de medida de velocidad del viento.

- Tratamiento estadístico de los datos de viento.
- Modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos mediante un modelo de campo de viento.
- Diseño del parque eólico a partir de los resultados de la modelización anterior.
- Cálculo de la producción energética del parque eólico a partir del diseño de parque: el diseño final de parque será aquel en el que se alcance la máxima producción energética minimizando las pérdidas por efecto de estelas.
- Ubicación en campo de cada una de las posiciones de los aerogeneradores y comprobar si son viables físicamente.
- Cumplimiento de las normativas locales en el emplazamiento del parque: distancias mínimas de lugares habitados, terrenos con protección ambiental especial, caminos públicos evitar su invasión, etc.
- Configuración del parque eólico: las *características eléctricas* del parque definen su comportamiento dentro de la red. Se incluyen dentro de la configuración del parque eólico los aerogeneradores, las líneas eléctricas (aéreas o subterráneas), los transformadores y cualquier otro elemento que tenga influencia sobre el comportamiento eléctrico del parque eólico.
- Realización de la campaña de medidas del viento en el emplazamiento: el periodo de desarrollo de esta fase tiene una duración media de unos dos años.
- Selección del emplazamiento final del parque eólico: el periodo de desarrollo de la selección del emplazamiento final es en España de 6 meses de media.
- Permisos de instalación del parque eólico: esta fase tiene una duración media de un año e implica la autorización de la administración local y regional en la que se ubica el emplazamiento.
- Obra civil del emplazamiento: esta fase tiene una duración media de cuatro meses.
 - Accesos al emplazamiento: pista o carretera.
 - Construcción de la obra civil de evacuación de las líneas eléctricas.
 - Construcción de la obra civil de las cimentaciones.
- Montaje de los aerogeneradores en el emplazamiento (parque o emplazamiento aislado): esta fase tiene una duración media de unos cinco meses. Los aspectos técnicos del montaje en el emplazamiento de los aerogeneradores se indican a continuación:
 - Medios de transporte para los grandes componentes (Palas, Nacelle, Tramos de torre):
 - Transporte estándar por carretera: < 70 Toneladas.
 - Transporte especial por carretera: camiones especiales con vehículos de señalización delante y detrás del transporte.
 - Mínima anchura de carreteras: 9,1 a 10,5 m.
 - Mínima radio de giro: estándar se considera 30 m.
 - Medios de izado de componentes: grúas estándar, grúas especiales, polipastos.
 - Procesos de montaje en campo del aerogenerador (se especifican en el siguiente punto): se realizan sobre los sub-componentes principales del aerogenerador como son la Torre, Nacelle, Rotor, Palas, Sub-componentes (Tren de potencia, eje).
 - Procesos de inspección y verificación.
- Procesos de montaje en campo: se analizan las características técnicas generales que son básicas y fundamentales en el montaje de un aerogenerador en el emplazamiento.

a.1. Montaje de Torre metálica de tramos de acero: como principales características técnicas se consideran las siguientes.

-Unión de los tramos de la torre metálica a la cimentación: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.

- Nivelación de la cimentación: *control de planitud según protocolo del fabricante*.
- Izado con grúa de cada tramo de torre metálica: *peso máximo de grúa estándar*.
- Anclaje por interferencia en la base del hormigón de la cimentación: tipo de anclaje por interferencia o por unión atornillada mecánica.
- Atornillado de la brida inferior a la cimentación: *Par de apriete (N/m) e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante*.

-Unión de los tramos de la torre: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.

- Atornillado de las bridas de unión entre tramos de torre: Par de apriete (N/m).
- Conexión de los tramos de componentes internos de la torre: Par de apriete (N/m).
- Chequeo de los pares de apriete de las bridas y de los elementos de unión internos entre tramos de torres: lista de chequeo y control del par con llave dinamométrica.
- Montaje de componentes situados en la base de la torre: celdas de transformación, transformadores, armarios eléctricos (convertidores, armarios de control), aparellaje eléctrico, cable de media o baja tensión, cables de señal, alimentación y comunicaciones. *Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante*.

- Conexión del cable de media o baja tensión a la línea de la celda de transformación: *Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*

a.2. Montaje de la Torre de hormigón: como principales características técnicas se consideran las mismas que para la torre metálica excepto las siguientes.

-*Unión de los tramos de la torre de hormigón a la cimentación*: sistema utilizado según los estándares de montaje de cada fabricante.

- Sub-montaje a pie de torre de las secciones de hormigón que constituyen cada tramo de la torre de hormigón: *Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*
- Anclaje del tramo base inferior de hormigón montado por interferencia en la base del hormigón de la cimentación: *tipo de anclaje por interferencia o por unión atornillada mecánica.*
- Atornillado de los elementos de anclaje del tramo inferior de la torre de hormigón a la cimentación: *Par de apriete (N/m).*

a.3. Montaje de la Nacelle (góndola): como principales características técnicas se consideran las siguientes.

- Sub-montajes de componentes en la góndola en el emplazamiento antes del izado a la torre los cuales son montajes que se realizan en algunos modelos de aerogeneradores multi-megawatio y corresponden a componentes de gran tamaño y peso tales como eje del tren de potencia, generador, transformador, etc. Las características técnicas relativas a este punto son: *Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*
- Izado de la góndola a la base superior de la torre: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en la góndola.
- Anclaje de la góndola a la base de la torre:
 - Alineamientos y posicionamiento con respecto a la corona de giro: *Ajustes de uniones entre elementos de amarre.*
 - Montaje y atornillado de uniones de la góndola con la corona de giro: *Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*
- Montaje de componentes en la nacelle: una vez subida a la torre puede haber casos de montaje de grandes componentes en el emplazamiento tales como:
 - Tren de potencia: eje completo incluyendo multiplicadora y eje principal.
 - Generador.
 - Transformador de potencia.
 - Sistema de refrigeración (módulos exteriores a la nacelle).
 - Otros componentes: mecánicos, eléctricos, hidráulicos.
- Conexión de los componentes de la góndola:
 - Componentes eléctricos: transformador, cables de potencia, cables de señal, alimentación y comunicación, cables de sensores de viento, otros.
 - Componentes mecánicos e hidráulicos.
 - Conexión en la góndola del Cable de media o baja tensión.

a.4. Montaje del Rotor (Buje) en la Nacelle: como principales características técnicas se consideran las siguientes.

- Izado del rotor a la nacelle: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en el rotor.
- Anclaje del rotor a la nacelle: *Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*
- Conexión de los sub-componentes del rotor a la nacelle (Eje del pitch, galgas, engrase): *Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*
- Trazabilidad: Registro del nº de serie del rotor.

a.5. Montaje de las palas en el Rotor (Buje): como principales características técnicas se consideran las siguientes.

- Izado de cada pala al rotor: máximo peso de izado y tipo de anclajes necesarios en las palas.
- Anclaje de cada pala al rotor: *Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*
- Trazabilidad: Registro del nº de serie y peso de cada pala.
- Control del giro del rotor 180º para el montaje secuencial de las palas: *Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*
- Conexión de los sub-componentes del rotor a las palas: *Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*
- Montaje del cono protector de fibra sobre el rotor: *Pares de apriete (N/m) de unión e Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante.*

- Posicionamiento del ángulo de las palas: ángulo y posición requeridas en las *Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante*.

a.6. Operaciones de montaje del aerogenerador (Conceptos aplicables): como principales características técnicas se consideran las siguientes relativas al montaje en campo de componentes de un aerogenerador On-Shore.

- Tiempos de montaje de cada operación en campo (Cimentación, torre, nacelle, rotor, palas, conexión a red): nº de horas.
- Tiempo total de montaje de cada aerogenerador en campo: nº de horas.
- Nº de personal necesario para cada operación de montaje y verificación de calidad:
 - nº de operarios para cada fase de montaje.
 - Tiempo necesario de cada operario.
 - Cualificación requerida para cada operario en cada operación de montaje y verificación.
- Utillajes: tipo de utillajes requeridos para el montaje de componentes en parque (estandar / especiales / inversión necesaria).
- Herramientas: tipo de herramientas requeridos para el montaje de componentes en parque (estandar / especiales / inversión necesaria).

- Puesta en marcha de los aerogeneradores y del parque eólico.

- Lista de chequeo general del montaje y de los controles funcionales de calidad previa al arranque y puesta en marcha del aerogenerador: características técnicas a chequear. *Instrucciones de montaje y chequeo según los estándares de cada fabricante*.
- Control de la trazabilidad de los principales componentes del aerogenerador: registro del número de serie de nacelle, palas (nº de serie y peso), multiplicadoras, generadores, grupo hidráulico, palets de montaje en campo (piezas mecánicas y tornillería), tramos de torre, convertidores y armarios eléctricos de control,
- Protocolo técnico de arranque del aerogenerador: *características técnicas a verificar y su ejecución según los estándares de cada fabricante*
- Conexión a red: Protocolo técnico de enganche de la celda de transformación a la red eléctrica.
- CAP (Certificado de Autorización de Parque): autorización administrativa del cliente del parque para realizar la conexión de los aerogeneradores a la red.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.4.2.4. Características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Onshore.

En el Anexo 2.4.2.4.2.4. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle de la conexión a la red eléctrica de los aerogeneradores Onshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada.

Como aspectos preliminares a considerar en cuanto a conexión a la red de los aerogeneradores On-Shore es preciso mencionar los siguientes:

- Aerogeneradores de Paso Fijo y velocidad fija: Antes de producirse la conexión a la red el sistema de control del aerogenerador procede a chequear todas las variables necesarias según el protocolo de control y si no se detecta ninguna anomalía el sistema espera a que se supere el límite mínimo de la velocidad del viento establecido como premisa para iniciar la generación de energía. A su vez se activa el sistema de orientación, se libera el sistema de freno para el eje de giro y las palas se colocan en posición de operación (a la posición de los aero-frenos en el caso de paso fijo). A partir de este momento la configuración del aerogenerador está preparada para poder efectuar la conexión a la red.

Cuando el aerogenerador comienza a girar a la mínima velocidad de rotación del eje de alta entonces se activa el *sistema de arranque suave* para que la conexión se produzca sin esfuerzos mecánicos ni sobre-corrientes de conexión. Una vez que se ha efectuado la conexión al sistema de control se puentea el sistema de arranque suave y conecta las etapas de compensación de energía reactiva.

Desconexión de la red: en caso de que se alcance el número máximo de revoluciones en el eje de alta velocidad actúa el sistema de frenado de emergencia mediante los aero-frenos hasta disminuir el nº de revoluciones pero sin desconectar de la red el aerogenerador con el fin de no perder el par resistente del aerogenerador y evitar empalamientos. El aerogenerador se desconectará de la red cuando la velocidad de giro del rotor sea a muy bajas revoluciones y se pueda aplicar el freno para la parada total.

En el caso de pérdida de conexión a red se debe actuar inmediatamente sobre los aero-frenos.

Regulación de frecuencia: solo es válida cuando se está conectado a la red ya que el generador puede cambiar de frecuencia mediante el cambio de velocidad del rotor.

- Aerogeneradores de Paso Variable y velocidad variable: el sistema de control mide la velocidad del viento de forma continua. Si se detecta una velocidad de viento constante y suficiente para el funcionamiento del aerogenerador, se inicia el proceso de arranque automáticamente. Se realiza un chequeo de los parámetros de control por medio de los sensores y se alinea la posición de la góndola en la dirección del viento y las palas del rotor se colocan en posición de funcionamiento (mínimo ángulo en el caso de paso variable). Durante este proceso se absorbe potencia de la red en pequeña cantidad y hasta que se alcanza el límite inferior de revoluciones del aerogenerador momento a partir del cual se comienza a inyectar potencia a la red eléctrica.

Desconexión de la red: en estos modelos por encima de la velocidad nominal se mantienen las revoluciones del rotor mediante la regulación del ángulo de paso de las palas. Para efectuar la parada total del aerogenerador (manual o automática) se posiciona el ángulo de las palas en la posición de bandera (con ello se reduce la superficie de incidencia y la cantidad de viento sobre las palas) y con ello paulatinamente se consigue reducir la velocidad de giro del rotor hasta su parada total.

En el caso de pérdida de conexión a red las palas se deben colocar inmediatamente en posición de bandera.

Regulación de frecuencia: en el caso de sistemas de velocidad variable la desconexión de red es inmediata en caso de no regularse la frecuencia dentro de los límites de la red de conexión.

En cuanto a la conexión a la red eléctrica se indican a continuación las características técnicas relacionadas con la instalación de aerogeneradores conectados a la red.

Las características técnicas las sub-clasificamos según los siguientes aspectos:

Características Técnicas de la Conexión a la red relacionadas con la gestión de la red eléctrica:

- Control de Tensión (V): todas las líneas de la red deben funcionar a un voltaje especificado que el aerogenerador debe mantener. Las características que debe cumplir la conexión a red del aerogenerador eólico son:
 - Producción de energía reactiva en el parque eólico.
 - Compensación del perfil de tensiones en el punto de conexión.
 - Compensación de producción de energía reactiva mediante dos formas:
 - Modelo de franjas del periodo horario (Llano, Punta, Valle).
 - Instrucciones en tiempo real.

- Control de Frecuencia (50 Hz en España): todas las líneas de la red deben funcionar a una frecuencia de corriente alterna que se tiene que mantener obligatoriamente.
- Producción de Energía Activa.
- Producción de Energía Reactiva: se realiza mediante dos formas
 - Modelo de franjas del periodo horario (Llano, Punta, Valle).
 - Instrucciones en tiempo real.
- Regulación de Potencia-Frecuencia en el sistema: los aerogeneradores y los parques eólicos trabajan siguiendo la premisa de maximizar la producción de energía eléctrica en función del recurso eólico disponible.

Características Técnicas de la Conexión a la red relacionadas con la seguridad del sistema eléctrico:

El desarrollo e implantación de la energía eólica está limitado por las restricciones impuestas por los operadores energéticos del sistema eléctrico y estas restricciones tienen dos requerimientos fundamentales:

1-Generación de energía eléctrica accionable y firme para cubrir los picos de consumo.

Es un factor que se necesita para consolidar la fiabilidad del sistema eléctrico a largo plazo.

2- Control de la integridad del sistema y de la calidad de la energía.

Se realiza una limitación del porcentaje de aportación a la red de la energía eléctrica de origen eólico. Es un factor que determina la fiabilidad del sistema a corto plazo. Existe una “reserva de generación” de energía eléctrica acoplada a la red cuyo objeto es que pudiera asumir instantáneamente la caída de generación de energía eléctrica de origen eólico sin que se produzcan grandes oscilaciones en el resto de la red.

Dentro del sub-apartado de seguridad del sistema eléctrico los principales factores técnicos que influyen en este aspecto son los siguientes:

- Generación de energía eléctrica accionable y firme para cubrir los picos de consumo.
- Control de la calidad de la energía.
- Control de la integridad del sistema: porcentaje de aportación a la red de la energía eléctrica de origen eólico.
- Huecos de tensión (Figuras 1 y 2): un hueco de tensión aparece en la red cuando se produce un cortocircuito en algún punto de ella con valores por debajo del 85% del valor de la tensión nominal (Norma IEC 61000-4-30). Las causas de los huecos de tensión son generalmente cortocircuitos, arranques de motores, variaciones de carga y 90% de los mismos son monofásicos (aunque pueden ser también bifásicos y trifásicos). El hueco de tensión viene determinado por dos parámetros fundamentales:
 - El valor de la caída de Tensión.
 - La duración de la caída de tensión: suele oscilar entre 10 ms y 1 segundo.

Se produce una caída de tensión en el circuito arrastrando consigo a todo el sistema en mayor o menor grado dependiendo de la distancia eléctrica. Una vez el cortocircuito es despejado se inicia un proceso de recuperación de la tensión hasta alcanzar los valores normales de operación y en este proceso el comportamiento de los equipos conectados a la red tiene una influencia decisiva tanto en la rapidez como en la robustez de la respuesta. Las caídas de tensión obligan a los aerogeneradores a su desconexión de forma inmediata.

Existe un Real Decreto Ley (RD 436/2004) que regula el régimen especial estableciendo un incentivo económico en forma de prima para aquellos aerogeneradores que se mantengan en línea durante los huecos de tensión. También existe una Verificación del Rendimiento de los aerogeneradores con huecos de tensión según Procedimiento de Operación P.O. 12.3. requeridos por la administración española.

Soluciones: dependen del tipo de aerogenerador y pueden ser las siguientes.

- Modificaciones en la electrónica de potencia.
- Instalación del sistema FACTS (Flexible AC Transmisión Systems) en la sub-estación del parque eólico. Estos dispositivos de electrónica de potencia se emplean para compensar los efectos de los huecos de tensión en las instalaciones eléctricas cuya finalidad es mejorar el control de los sistemas eléctricos de transporte en corriente alterna y mejorar su capacidad de transmisión de potencia.
- Gestión adecuada de los inversores.

Entre las tecnologías que se aplican con objeto de cumplir con los requisitos de conexión a red (Procedimiento de Operación P.O. 12.3) están las siguientes:

- Dispositivos de Crow-Bar Activo: aplicado para adaptar las tecnologías de los aerogeneradores actuales y poder cumplir los requisitos de conexión a red.
- Dispositivos para generar tensión al aparecer huecos de tensión: son módulos eléctricos específicos cuya función es detectar la caída de tensión y generar inmediatamente la tensión con la amplitud y la fase adecuadas para restablecer la tensión en el parque.
- Nuevos conceptos tecnológicos en componentes eléctricos:
 - Generadores de imanes permanentes (media velocidad en r.p.m.).

- Convertidores de potencia del tipo Full Converter.
- Sistemas de control SCADA de nueva generación: incorporan sistemas de regulación avanzados (control de potencia activa/reactiva/aparente, control de tensión, etc.).

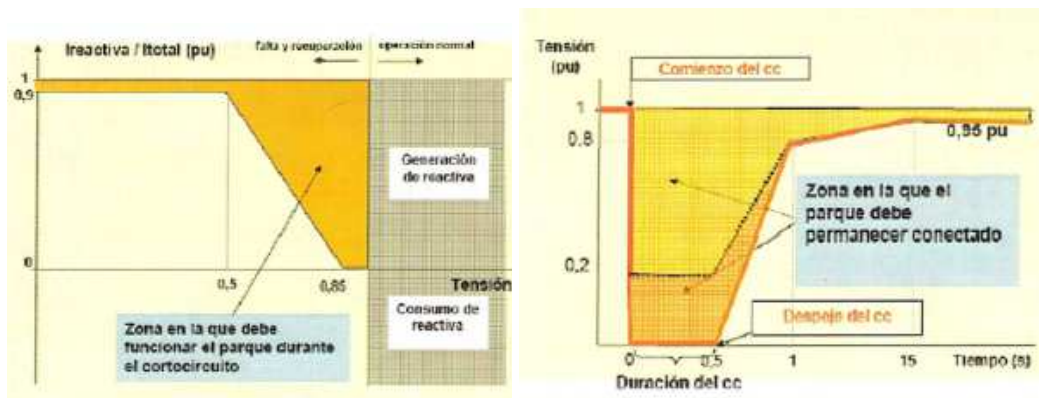


Figura 1. Gráficos de Huecos de Tensión según los requisitos a cumplir en el procedimiento operativo P.O. 12.3. (Fuente AEE).

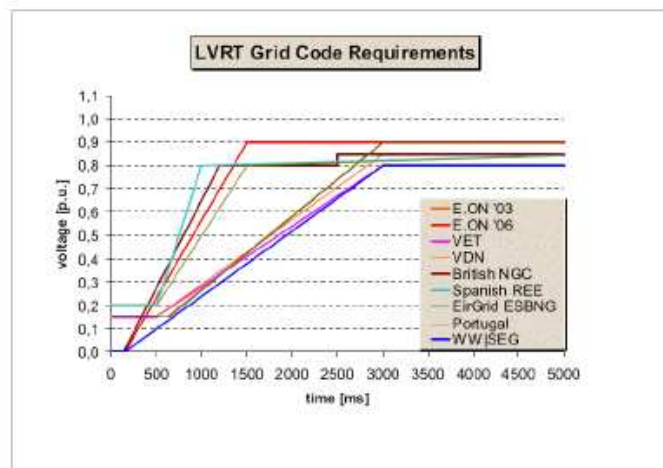


Figura 2. Gráficos de Huecos de Tensión en Europa según los requisitos de los principales operadores eléctricos (Fuente: AEE).

Características Técnicas de los Códigos de Red.

Los principales códigos de red requeridos en el mercado español son los definidos por los siguientes organismos y compañías eléctricas:

- REE (Red Eléctrica Española).
- EON.
- FERC.

Las características técnicas afectadas por los códigos de red son las enumeradas a continuación:

A- Regulación de Potencia Reactiva.

La Potencia Reactiva (Q) es un desfase entre la Tensión (V) y la Intensidad (I) y no genera trabajo. Las líneas, los motores y los generadores consumen Potencia Reactiva (Q).

Las líneas, los condensadores y los generadores generan Potencia Reactiva (Q).

Hay que reseñar que la variación de Potencia Reactiva (Q) afecta al valor de la tensión de red.

En cuanto al cumplimiento de la Regulación de Potencia Reactiva se identifican los siguientes parámetros técnicos de cumplimiento del código de red:

- Control de la tensión de red: se realiza mediante la generación de Potencia Reactiva.
- Reducción de la Tensión de red: se realiza mediante la absorción de potencia Reactiva.
- Incremento de la Tensión de red: se realiza mediante la generación de potencia Reactiva.
- Regulación de la Potencia Reactiva: se realiza de tres formas.

- Cos Phi: se realiza normalmente por calendario (en el caso de España aplica el Real Decreto R.D. 661/07).
- KVARs: Se aplica en la generación en redes pequeñas.
- Tensión: Se aplica cuando se trabaja en redes débiles.
- Control aplicado en la sub-estación: se puede realizar mediante los siguientes métodos.
 - Sistemas discretos (Banco de condensadores): la regulación no está optimizada.
 - Sistemas continuos (modelo STATCOM): la regulación está optimizada.
 - Sobre-dimensionamiento de los generadores: es una opción cara desde el punto de vista económico aunque la regulación está optimizada.
- Valores de Potencia Reactiva: Se identifican los valores en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión del transformador en todo el rango de potencias (Por ejemplo: 0,95 inductivo – 0,95 capacitivo).

B-Regulación de Tensión.

Cuando el operador del sistema eléctrico desea conseguir un nivel de tensión determinado en un nudo del sistema eléctrico esto se consigue mediante la realización de un balance de Potencia reactiva entre la oferta y la demanda.

El Balance de Potencia Reactiva se realiza a través de las plantas generadoras conectadas al nodo. El procedimiento de operación P.O. 7.4. es el que aplica en España para la regulación de tensión.

El medio para conseguir un determinado nivel de tensión es la red es la Potencia Reactiva (Q).

C- Regulación de Potencia Activa.

La Potencia Activa (P) es potencia útil y genera trabajo. Los generadores la producen y la demanda de la red eléctrica consume Potencia Activa (P). Hay que reseñar que la variación de Potencia Activa (P) afecta al valor de la frecuencia de red y también influye en la tensión de red.

La Regulación de Potencia Activa por parte del operador del sistema puede venir motivada por distintas causas:

- Limitación propia del parque eólico en su línea de evacuación de energía.
- Sobrecarga puntual en alguna parte del nudo de generación de energía.
- Inestabilidad transitoria de la red eléctrica: cumplimiento de huecos de tensión.

La regulación de Potencia Activa se realizará siempre a través de la comunicación entre el operador del sistema y los parques eólicos mediante un protocolo de comunicación: se envía una consigna específica que debe mantenerse hasta una posterior actualización de la misma (esto implica en el caso de los aerogeneradores una reducción de la Potencia nominal y según el parque detener un número determinado de aerogeneradores para mantener la consigna en cuanto a regulación de Potencia Activa).

Como parámetro técnico de la Potencia Activa en cuanto a cumplimiento de los códigos de red está el tiempo de Respuesta (suele ser un % Pn/s).

D- Regulación de Frecuencia.

La regulación de frecuencia emplea la Potencia Activa para realizar el balance de carga con objeto de equilibrar la red eléctrica.

La falta de balance entre la demanda de energía y la generación de potencia ocasiona que existan desviaciones de frecuencia.

El requisito de regulación de la frecuencia es muy importante en el caso de redes débiles y cada país la define de una forma diferente.

Como parámetro técnico de la regulación de frecuencia en cuanto a cumplimiento de los códigos de red está el rango de la frecuencia respecto a la Potencia nominal Pn:

- Frecuencia (f): $f < 101\%$ (100% Pn).
- El tiempo de Respuesta (suele ser un % Pn/s).

Como resumen en cuanto a los aspectos técnicos relativos a los códigos de red se indican los principales requisitos a cumplir:

- Cumplimiento de Huecos de Tensión.
- Regulación de Potencia Reactiva.
- Regulación de Potencia Activa.
- Regulación de Tensión.
- Regulación de Frecuencia.

Los actuales códigos de red en España están especificados para generadores convencionales síncronos conectados a la red de transporte, pero sin embargo al mayor parte de los modelos de aerogeneradores instalados incorporan generadores asíncronos (modelos de jaula de ardilla o doblemente alimentados). Por lo tanto los aerogeneradores más avanzados están comenzando a incorporar generadores síncronos de doble bobinados o de imanes permanentes) lo cual les proporciona una ventaja adicional en cuanto a cumplimiento de códigos de red.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.2.4.2.5. Características técnicas generales de las certificaciones de los aerogeneradores Onshore.

En el Anexo 2.4.2.4.2.5. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle de las certificaciones de los aerogeneradores Onshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la información obtenida de los fabricantes de aerogeneradores y de la bibliografía consultada (Norma IEC WT01; IEC 61400-1; IEC 61000-2; IEC 61000-11; IEC 61000-12; IEC 61000-23; IEC 61000-24; P.O.12.3; ISO 2394; GL; DNV; UL; NREL; ECN; CENER).

Como aspectos preliminares a considerar en cuanto a certificaciones de los aerogeneradores Onshore es preciso mencionar los siguientes:

En cuanto a las certificaciones de aerogeneradores en general (para la aplicación terrestre denominada On-Shore) y sus sub-componentes existen una serie de normativas de carácter internacional basadas en los estándares IEC (Internacional Electrotechnical Comisión). Estas normativas son utilizadas tanto por los fabricantes de aerogeneradores como por los clientes finales para validar los diseños y su rendimiento real en funcionamiento. Aunque estas normativas IEC abarcan gran cantidad de aspectos técnicos relativos a la certificación técnica de aerogeneradores aún existen parámetros y características técnicas que no están reguladas mediante normativas o existen normativas que están en fase de elaboración.

Se enumeran a continuación las principales normativas aplicables en cuanto a certificación de aerogeneradores y de sus sub-componentes principales:

Diseño del aerogenerador:

- Norma IEC WT01-2001 (Edición 2004): Certificación Tipo de aerogeneradores. Sistemas IEC para ensayo y certificación de aerogeneradores (Reglas y procedimientos).
- Norma IEC 61400-1 (2005; 3ª edición): Requisitos de seguridad.
- Norma DIBT-PG WEA N° 186 (Marzo 2004 ES).
- Norma UL 1741 (17-01-2001): normativa americana de certificaciones de diseño.
- Norma IEC 61400-4: requisitos de diseño para cajas de engranajes de aerogeneradores.

Ruido acústico del aerogenerador:

- Norma IEC 61400-11 (2ª Edición diciembre 2002): Técnicas para la medida del ruido acústico.
- Norma FGW TRW Teil 1 Rev16 (01-07-2005).
- Norma IEC 61400-14: Declaración del nivel de potencia sonora y valores de tonalidad.
- Norma BRITISH ETSU-R-97.

Curva de potencia del aerogenerador:

- Norma IEC 61400-12-1 (Diciembre 2005): Ensayo de curva de potencia.
- Norma FGW TRW Teil 5 Rev3 (01-07-2005).
- Norma FGW TRW Teil 2 Rev14 (01-03-2004).

Calidad de energía del aerogenerador:

- Norma IEC 61400-21 (2ª Edición Agosto 2008): Calidad de energía. Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de las turbinas eólicas conectadas a la red.
- Norma FGW TRW Teil 4 Rev1 (Diciembre 2004).
- Norma FGW TRW Teil 3 Rev18 (01-03-2004).

Palas del aerogenerador:

- Norma IEC 61400-23: Ensayo estructural a escala real de palas de aerogenerador.

Cargas del aerogenerador y monitorización:

- Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): Medida de cargas mecánicas.

Normas de certificación generales del aerogenerador:

- Norma IEC 61400-24: Protección contra rayos.
- Norma IEC 61400-25: Normativa de comunicación para control remoto y monitorización de parques eólicos.
- Norma IEC 61400-121: Medidas de potencia de aerogeneradores conectados a red. Cumplimiento del Rendimiento de los aerogeneradores.

- Verificación del Rendimiento de los aerogeneradores con huecos de tensión: según el Procedimiento de Operación P.O. 12.3. aplicable solo en España.

Normas de acreditación de los laboratorios de certificación de aerogeneradores:

- Norma IEC/ISO 17020: requisitos generales de acreditación para entidades de certificación.
- Norma IEC/ISO 17025: requisitos generales de acreditación para la competencia de laboratorios de calibración y ensayos.

En general se confía a una tercera parte independiente la certificación de los parámetros técnicos de los aerogeneradores (revisión del diseño y ensayos de certificación). Se trata de compañías de reconocido prestigio internacional en cuanto a conocimiento, solvencia técnica, medios de evaluación y certificación, lo cual genera unos informes oficiales de certificación del producto reconocidos a nivel internacional por los clientes, las entidades financieras y por el mercado eólico en general.

Los organismos certificadores deben ser laboratorios acreditados conforme a la norma ISO/IEC 17025 o entidades de certificación acreditadas conforme a la norma EN 45011.

En cuanto a aerogeneradores y componentes eólicos las principales entidades certificadoras y los centros técnicos / laboratorios asociados a las mismas son las siguientes:

- Germanischer Lloyd-GL (Alemania) y el centro tecnológico Windtest (Alemania).
- Det Norske Veritas-DNV (Dinamarca) y el centro tecnológico Risø Nacional laboratorios (Dinamarca).
- Underwriters Laboratorios (USA) y el centro tecnológico National Renewable Energy Laboratory-NREL (USA).
- CIWI (Holanda) y el centro tecnológico ECN (Holanda).
- Centro Nacional de energías Renovables-CENER (España): centro tecnológico.

La certificación de aerogeneradores eólicos On-Shore se fundamenta de manera básica sobre las normativas anteriores y en especial sobre la norma IEC WT01.

Alcance de la certificación: el procedimiento de certificación según la normativa IEC WT01 constituye una evaluación de conformidad completa realizada por una tercera a parte sobre un tipo o modelo específico de aerogenerador, sobre un componente principal, sobre uno o varios aerogeneradores en un emplazamiento específico y el alcance de la certificación incluye desde la etapa de diseño hasta la entrega y operación en parque del aerogenerador. En la Figura 1. se muestra el esquema general de los tipos de certificaciones y ensayos requeridos según la norma IEC WT01.

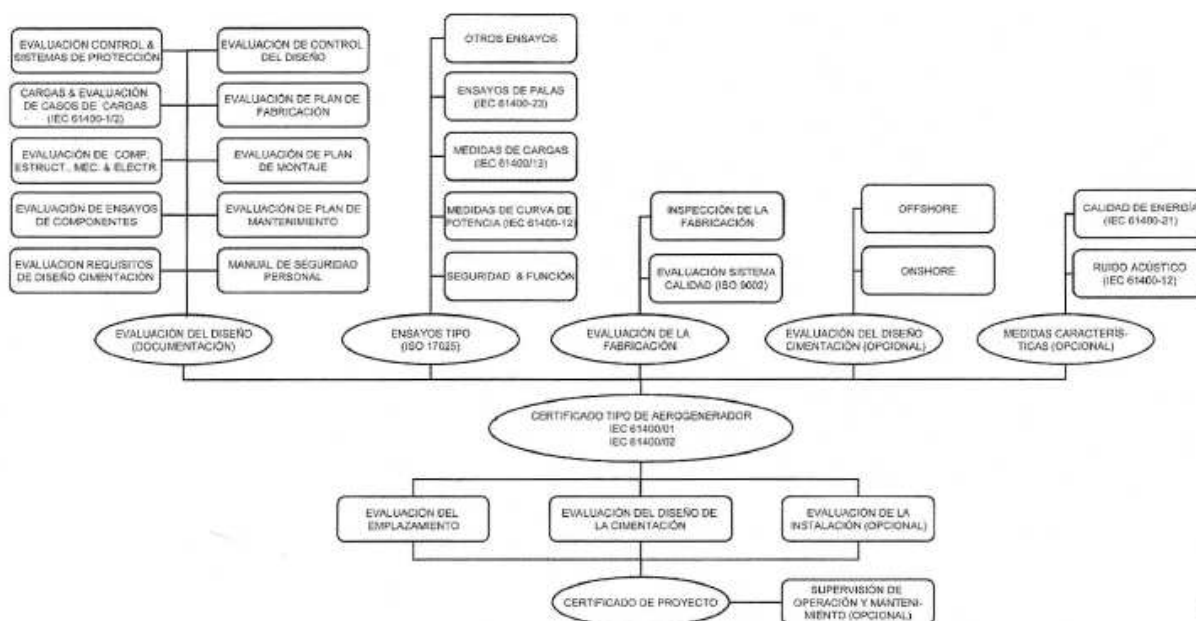


Figura 1. Esquema general de las etapas del proceso de certificación de aerogeneradores según la norma IEC WT01. (Fuente: IEC y CENER).

Los tipos de certificado que se pueden obtener son de tres tipos:

- Certificado Tipo del aerogenerador.
- Certificado del componente.
- Certificado del proyecto.

Certificado Tipo del aerogenerador:

El objetivo de este certificado es confirmar que el modelo de aerogenerador evaluado dispone de la documentación técnica completa y se ha realizado su fabricación de acuerdo a los requisitos técnicos de diseño y de procesos, normativas aplicables.

Este tipo de certificado se compone de los siguientes tipos de módulos de certificación:

- Evaluación del diseño: el fabricante del aerogenerador presenta la documentación para la certificación, la cual consta de los elementos siguientes.
 - Control del diseño: aplica la norma ISO-9001.
 - Evaluación del sistema de control y protección.
 - Evaluación de cargas y casos de cargas: aplica la norma IEC 61400-1.
 - Evaluación del diseño de componentes estructurales, mecánicos, eléctricos: *las características técnicas vienen definidas por cada fabricante en los planos, especificaciones técnicas, tolerancias, cálculos de diseño.*
 - Evaluación de los ensayos de componentes: *Ensayos de funcionamiento de multiplicadoras al 100% de potencia nominal, Ensayos de calentamiento de generador más convertidor, otros ensayos.*
 - Evaluación de los requisitos para el diseño de la cimentación.
 - Evaluación del plan de fabricación: se verifica que el diseño puede ser fabricado de acuerdo a cualquier *requisito de calidad de fabricación* incluido en la especificación de diseño.
 - Evaluación del plan de montaje del aerogenerador: se verifica la adecuación del diseño a las operaciones reales de montaje. *Características de montaje (Pares de apriete, alineamientos, control de funcionamiento, etc.).*
 - Evaluación del plan de mantenimiento: *características técnicas de comprobación en el mantenimiento (mantenimiento preventivo y predictivo).*
 - Evaluación del plan de seguridad del personal.
- Ensayos tipo: la realización de ensayos reales sobre el aerogenerador y sus componentes se corresponde con la necesidad de verificar la curva de potencia y los aspectos de seguridad ofertados por el fabricante para cada modelo de aerogenerador. Consta de los siguientes clases de ensayos:
 - Ensayos de seguridad y funcionamiento.
 - Medida de la curva de potencia según al norma IEC 61400-12.
 - Medida de cargas mecánicas según al norma IEC 61400-13.
 - Ensayo de palas según la norma IEC 61400-23.
 - Otros ensayos: los requeridos adicionalmente por las entidades certificadoras en cada caso.
- Evaluación de la fabricación:
 - Evaluación del sistema de calidad: según la norma ISO 9001.
 - Inspección de la fabricación: verificación *in situ* de las operaciones de fabricación del aerogenerador y de sus componentes principales. Aplican, según lo definido por cada fabricante, *las Especificaciones de fabricación y montaje (Nacelle, torre y pala) de cada fabricante y las de los principales componentes (multiplicadora, generador, convertidores, estructura mecánica, etc.).*

En la Figura 2. se indica el procedimiento seguido por la entidad certificadora GL para la evaluación de la fabricación con las diferentes sub-fases a cumplir por parte del fabricante de aerogeneradores y por los sub-proveedores de componentes.

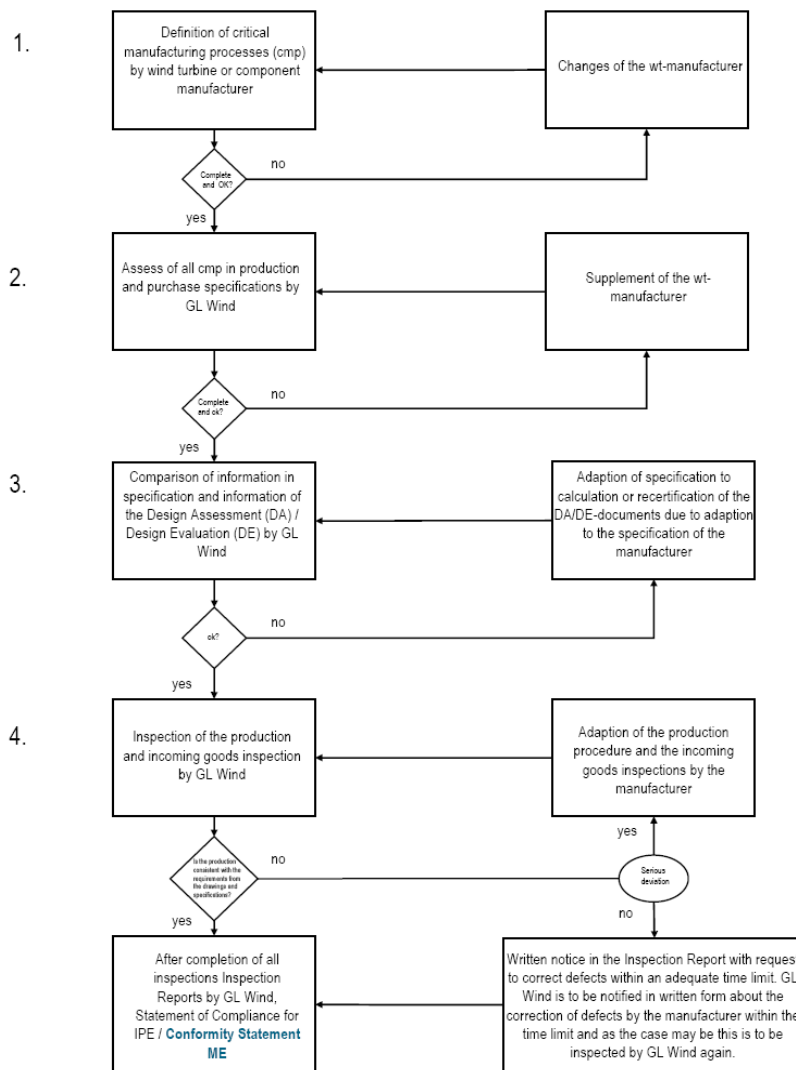


Figura 2. Esquema general de las fases del proceso de evaluación de la fabricación de aerogeneradores según los estándares de la entidad certificadora GL (Fuente: GL).

- Evaluación del diseño de la cimentación (opcional): incluye la verificación de las características técnicas de las cimentaciones (Ver punto de Características Técnicas de la Cimentaciones con las características específicas).
- Medidas características tipo (opcional): son características relacionadas con el comportamiento del aerogenerador.
 - Calidad de la Energía: según norma EC 61400-21.
 - Medidas de ruido acústico: según norma EC 61400-11.

Como síntesis de este apartado indicar que una vez se han superado todos los ensayos de forma satisfactoria la entidad certificadora emite un informe de evaluación favorable y una declaración de conformidad. El certificado tipo que se obtiene es el de: “*Aerogenerador diseñado y evaluado en conformidad con los requisitos técnicos de las normas IEC WT01 y IEC 61400-1*”.

Certificación del proyecto:

La entidad certificadora procede a realizar una evaluación de los aspectos técnicos relativos a las cimentaciones del emplazamiento, las condiciones de la red eléctrica, las condiciones eólicas y si estas son conformes lo especificado en los diseños del fabricante de aerogeneradores. La certificación del proyecto evalúa los siguientes aspectos técnicos:

- Evaluación del emplazamiento.
- Evaluación del diseño de la cimentación.
- Evaluación del montaje del aerogenerador en el emplazamiento (evaluación opcional).
- Supervisión de la operación del aerogenerador y del mantenimiento (evaluación opcional).

Certificación de componentes:

El objeto de este tipo de certificación consiste en la evaluación y confirmación de que los componentes principales de un modelo de aerogenerador (generador, multiplicadora, convertidores, estructura mecánica, eje, etc.) están diseñados, dispone de la documentación técnica adecuada, y se ha fabricado de acuerdo a las especificaciones técnicas, normas y requisitos técnicos aplicables.

Esta certificación de componentes es llevada a cabo por el proveedor de los componentes por medio de una tercera parte certificadora.

La certificación de componentes está sujeta a los mismos requisitos que en el caso de la Certificación Tipo.

Verificación del Rendimiento de los aerogeneradores ante los huecos de tensión: según el Procedimiento de Operación P.O. 12.3., el cual es aplicable solo en España. Este procedimiento de medida y evaluación de la respuesta de los parques eólicos ante huecos de tensión y debe asegurar la uniformidad de los ensayos y simulaciones, la precisión en las medidas y la evaluación de la respuesta de las instalaciones eólicas ante huecos de tensión.

En base a los informes de verificación del cumplimiento del rendimiento de los aerogeneradores ante los huecos de tensión estos serán la base técnica que permitirá al Ministerio de Industria o cualquier entidad en la que delegue, decidir si el propietario de una instalación eólica puede percibir el complemento que reconoce el Real Decreto 436/2004 en su disposición adicional cuarta relativa a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

El proceso general de verificación del procedimiento operativo P.O. 12.3 consiste en verificar la no desconexión de la instalación eólica y el cumplimiento de los requisitos establecidos en el PO 12.3. mediante la realización de las siguientes acciones:

1. Ensayo del Aerogenerador y/o FACTS. (Flexible AC Transmission Systems):
2. Simulación del Aerogenerador y/o FACTS (Flexible AC Transmission Systems):
3. Simulación del Parque Eólico.

Como características técnicas a considerar están las siguientes:

- Hueco de tensión: reducción temporal de la tensión en un punto de la red de energía eléctrica por debajo del umbral de hueco (IEC 61000-4-30).
- Duración de hueco: en un sistema trifásico un hueco comienza cuando la tensión **U_{ef}(1/4)** de una de las fases cae por debajo del umbral de hueco y se termina cuando la tensión **U_{ef}(1/4)** en todos los canales medidos es igual o superior al umbral de hueco (IEC 61000-4-30).
- Tensión residual de hueco (U_{res}): valor mínimo de la tensión U_{ef}(1/4) registrado durante el hueco (IEC 61000-4-30).
- Umbral de hueco: valor de tensión especificado para detectar el comienzo y final de hueco (IEC 61000-4-30). En este documento se especifica 0.85 p.u. como umbral de hueco.

En la Figura 3. se indica el esquema general del procedimiento de verificación del procedimiento operativo P.O. 12.3. relativo al cumplimiento de los requisitos de huecos de tensión por parte de los aerogeneradores On-shore.

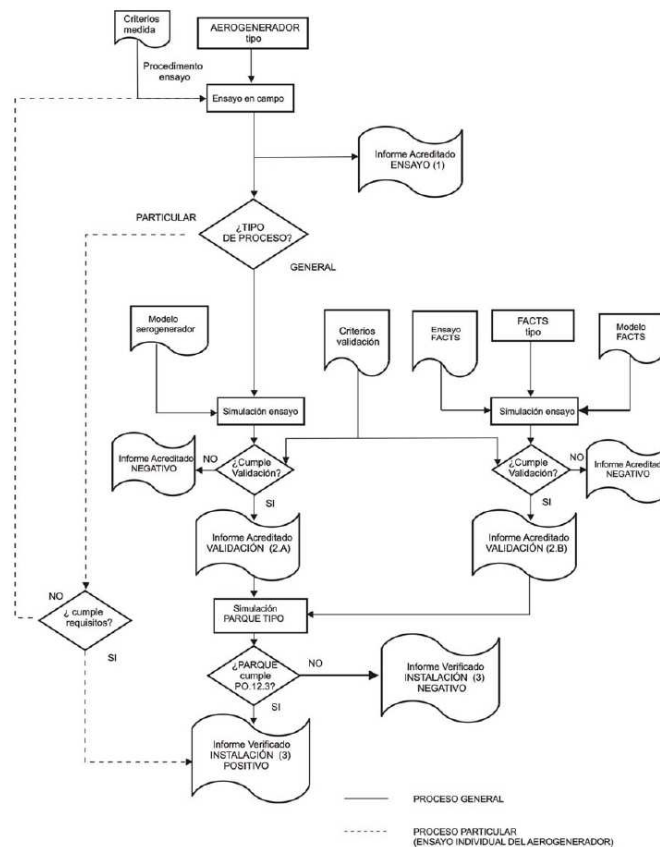


Figura 3. Diagrama de flujo del proceso de las etapas del proceso de verificación del procedimiento de huecos de tensión en aerogeneradores (Fuente: AEE).

Procedimientos de validación interna del fabricante de aerogeneradores:

Adicionalmente a los requisitos de las entidades certificadoras los fabricantes disponen de un procedimiento de puesta en marcha del aerogenerador en el emplazamiento. Este procedimiento consta genéricamente de las siguientes características:

- Procedimiento de arranque del aerogenerador (“Comisionado”): características técnicas a llevar a cabo y chequear según procedimiento de cada fabricante.
 - Energización: lista de chequeos eléctricos antes y después de la conexión a red.
 - Arranque de cada subsistema siguiendo la jerarquía de control.
 - Control fino de funcionamiento del generador eléctrico.
 - Control fino de funcionamiento del convertidor eléctrico.
 - Chequeo del software y del protocolo de comunicaciones del PLC con los sistemas de control.
 - Ensayo continuo a potencia nominal del aerogenerador.
 - Validación de tres meses de media en el emplazamiento.
 - Lista de chequeo final completada sin desviaciones mayores.
- Validación del arranque del aerogenerador completo y de los sub-sistemas de integración en la red: Instrumentación en la máquina, ensayos y análisis de datos obtenidos previos al arranque del aerogenerador.
- Disponibilidad del aerogenerador: chequeo en el ensayo de validación durante un periodo de tres meses en el emplazamiento (media del mercado). Se aplica la fórmula de disponibilidad siguiente (Figura 4.):

$$WTG Av = \frac{\text{Operative} - \text{Degraded}(*) \times (1 - P_f)}{\text{Inf. Available} - \text{Force Majeur} - \text{Susp.} - \text{Sch Maintenance} - \text{Planned CA}(*) - \text{Forced Outage}(*) - \text{Excess}(*)}$$

Degraded(*): due to a turbine fault only

Planned Corrective Actions(*): customer driven planned actions only.

Forced Outage(*): Non manufacturer attributable forced outage only

Excess(*): Repair time in excess of the predefined repair time for corrective actions.

Figura 4. Fórmula de la disponibilidad de un Aerogenerador (Fuente: EWEA).

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.3.1.1. Características técnicas generales de los modelos de Fabricantes de aerogeneradores Offshore.

En el Anexo 2.4.3.1.1. se presentan a continuación las tablas resumen de los conceptos y características técnicas generales de cada uno de los fabricantes de aerogeneradores Offshore seleccionados y que corresponden a la información pública disponible de sus productos (aerogeneradores tipo Offshore) a través de sus fichas técnicas de producto, catálogos comerciales, información de su página web y datos de organismos y consultoras especializadas del sector eólico. El orden de exposición de los datos de los fabricantes es por número acumulado de MWs instalados hasta el año 2012:

- SIEMENS: los resultados se muestran en la Tabla 1:

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE				
			SIEMENS				
			SWT 2.3-82 VS (2,3 MW)	SWT-2.3-93 (2,3 MW)	SWT-2.3-101 (2,3 MW)	SWT-3.6-107 (3,6 MW)	SWT-3.0-101 (3,0 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA: RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor técnico en MW)	2,3	2,3	2,3	3,6	3
		Rendimiento real de la curva de potencia (MW-m/s)	2300-13	2300-13	2300-12	3600-13	3000-13
	EMPLAZAMIENTOS: CLASE DE VIENTO	Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA (WZII/WZIII) (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	-	-	-	CLASE IA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA (WZII) (emplazamientos de vientos medios)	-	CLASE IIA	CLASE IIA	CLASE IIA	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIA (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	CLASE IIIA	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-	-	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3	4	4	3	3
		Velocidad de corte: m/s	25	23	25	25	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	13	13	12	13	N.A.
		Intensidad de turbulencia del viento (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	8	8	8	6	8
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO	HIDRAULICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	DIRECT DRIVE
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2
		Plano Aerodinámico Primario: Pálas en Bandera / Otros	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
CARACTERÍSTICAS GENERALES	GENERAL	Altitud de operación: Estándar / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
		Sistema Planarizos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62096	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62096	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62096	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62096	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62096
		Diámetro de rotor (m)	82,4	93	107	107	101
		Área de barrido de palas (m²)	5300	8000	8000	8000	8000
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	6 - 18	6 - 16	6 - 16	5 - 13	N.A.
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aquies del reloj / contrario a agujas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	54	60	62	95	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	294	304	306	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	136	142	144	N.A.	N.A.
	PESOS	Peso total de la góndola	82	82	82	125	73
CARACTERÍSTICAS GENERALES	MULTIPLICADORA	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI	SI	SI	NO
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	3 etapas / Helicoidal	3 etapas / Helicoidal	3 etapas / Helicoidal	3 etapas / Helicoidal	NO
		Relación de multiplicación (Ratio)	1: 91	1: 91	1: 91	1: 119	NO
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	NO
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	NO
		Sistema de freno en multiplicadora (leje de alta)	SI	SI	SI	SI	NO
	GENERADOR	Tipo: Jaula de ardilla: Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar: Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes: Direct Drive	Asíncrono Jaula de ardilla	Asíncrono Jaula de ardilla	Asíncrono Jaula de ardilla	Asíncrono Jaula de ardilla	Direct Drive
		Potencia nominal (MW)	2,3	2,3	2,3	3,6	3
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54
		Nº de Polos (50 / 60 Hz)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz - 60 Hz	N.A.	1500	1500	1500	1500
		Intensidad nominal de estado (AI) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Carga percibida)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI	SI	SI
		Crow bar activo	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	GENERAL	Regulación: dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Base de Torre	Base de Torre	Base de Torre	Base de Torre	Base de Torre
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco
CARACTERÍSTICAS GENERALES	TORRE	Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Exterior al aerogenerador / Exterior a la Nacelle	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre	Base de torre
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	PALAS	Altura total de la torre (m)	80	80	101	80	80, 100
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	156	162	162	N.A.	162
		Conexión de la torre a la cimentación: Tipo	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición
	PALAS	Elevador de torre: SI / No	SI	SI	SI	SI	SI
		Longitud de las palas (m)	40	45	49	52	N.A.
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	NACA 63.xxx + FF.Axxx	NACA 63.xxx + FF.Axxx	NACA 63.xxx + FF.Axxx + SW/Phox	NACA 63.xxx + FF.Axxx	N.A.
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Especializada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
	PALAS	Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	10,3
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	30,9
		Nº de Palas	3	3	3	3	3
	PALAS	Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Pulver	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Balizado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
CARACTERÍSTICAS GENERALES	PLATAFORMAS MARIÑAS	Plataformas fijadas al fondo marino: • Mono-pilote. • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jacker). • Tripode / Cuadrípode. Plataformas flotantes: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado: "Sper Buoy", "Sper Tension leg". • Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado: Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada: "Buoyancy stabilized / Barge".	Mono-pilote	Mono-pilote	Mono-pilote	Mono-pilote	Mono-pilote
	CONEXIÓN A RED	Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
	CONTROL	Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otro	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas / Marinas	Marinas	Marinas	Marinas	Marinas	Marinas
		Sistema de control	SCADA	SCADA	SCADA	SCADA	SCADA
	CONTROL	Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI (WPS)	SI (WPS)	SI (WPS)	SI (WPS)	SI (WPS)
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI	SI	SI	SI
		Sensores de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
	MONTAJE EN PARQUE	Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³, 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje ± 3 m/s	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	MONTAJE EN PARQUE	Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	Especial	Especial	Especial	Especial
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión /	Todos	Todos	Todos	Todos	Todos
		Requisitos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desertico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido
		Cumplimiento del Tipo de Batimentamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
CARACTERÍSTICAS GENERALES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Elevadores de interior de Torre: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Africa): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT04	IEC WT04
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia a IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI	SI
	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación de cargas mecánicas a IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas a IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía a IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico a IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI	SI
	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores a IEC 61400-01-02	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad a IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural a ISO 2394	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador a IEC 60204-1	SI	SI	SI	SI	SI
CARACTERÍSTICAS GENERALES	MANTENIMIENTO	Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Producción de energía	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	OTROS	Calidad de energía	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Nivel de ruido	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	OTROS						
	OTROS						

- **VESTAS:** los resultados se muestran en la Tabla 2:
[CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE](#)

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE		
			VESTAS		
			V80 (2.0 MW)	V90 (3.0 MW)	V112 (3.0 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW)	2	3	3
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	2000-16	3000-15	3000-12
	EMPLAZAMIENTO CLASE DE VIENTOS	Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WZII/WZIII (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	CLASE IA	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos medios)	-	CLASE IIA	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	CLASE IIA
	GENERAL	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-	-
		Velocidad de arranque: m/s	4	3,5	3
		Velocidad de corte: m/s	25	25	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	16	15	12
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	4	6	6
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRÁULICO / ELÉCTRICO	HIDRÁULICO	HIDRÁULICO	HIDRÁULICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Esféricos / 2	Esféricos / 2	N.A.
		Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Especial (1500)
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62306	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62307
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	80	80	112
		Área de barrido de palas (m²)	5027	6362	9852
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	10,8-19,1	8,6-18,4	N.A.
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	18	22	N.A.
NACELLE	PESOS	Peso total del aerogenerador (Toneladas)	243,5; 222,5; 259,5; 254,5; 304,5	257,1; 317,1; 367,1	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	87	92	N.A.
	MULTIPLICADORA	Peso total de la góndola	69	70	N.A.
		Multiplicadora: oficina (SI / NO)	SI	SI	SI
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos-Helicoidales	3 etapas / Helicoidal	2 etapas / Helicoidal	2 etapas / Helicoidal
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	N.A.	N.A.
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.
	GENERADOR	Sistema de freno: en multiplicadores (ase de alta)	SI	SI	SI
		Tipo: Jaula de anillos: Asíncrono (Doblemente alimentado / Estándar), Síncrono (Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes), Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Síncrono Imanes Permanentes
		Potencia nominal (MW)	2	3	3
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54	IP54
		Nº de Poles (50 / 60 Hz)	4	4	N.A.
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	N.A.	N.A.	N.A.
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Capas periculis)	N.A.	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	Full Converter
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI
		Crow bar activo	N.A.	N.A.	N.A.
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI
	GENERAL	Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonido / Analógico / Voleta	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco	Seco
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica
TORRE		Torre: nº de tramos/secciones	3; 4	3; 4; 5	3; 4; 5
		Altura total de la torre (m)	60; 67; 78; 100	80; 90; 105	84; 94; 109
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	137; 116; 153; 148; 198	145; 206; 255	N.A.
PALAS		Conexión de la torre a la Orientación: Tipo	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición
		Elevador de torre: SI / No	SI	SI	SI
		Longitud de las palas (m)	39	44	54,6
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	6,5	6,7	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	19,5	20,1	N.A.
		Nº de Palas	3	3	3
		Materiales de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio + Fibra de Carbono
PLATAFORMAS MARINAS		Materiales de las palas: Tipo de resina: Epoxi / Epoxi-Preimpregnado / Epoxi-Poliestire	SI	SI	SI
		Detección de Hielo en Pala: SI / NO	SI	SI	SI
		Balanceo de Palas: SI / NO	SI	SI	SI
		Plataformas fijadas al fondo marino: • Mono-pilote. • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jacket). • Tripode / Quadripode.	Mono-pilote	Mono-pilote	Mono-pilote
CONEXIÓN A RED		Plataformas flotantes: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado: "Spar Buoy", Spar/Tension leg. • Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado: Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada: "Buoyancy stabilized" / Barge".	N.A.	N.A.	N.A.
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI
CONTROL		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV
		Tipo de red de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas / Marinas	Marinas	Marinas	Marinas
		Sistema de control	VMP	VMP	AOM
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI	SI
		Sensor de hielo: SI / NO	SI	SI	SI
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	SI	SI	SI
MONTAJE EN PARQUE		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³, 10 m sobre el suelo, 80 m altura buje Lc 8 m/s	N.A.	106,9	102,8
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	Especial	Especial
		Cumplimiento de Tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos	Todos	Todos
		Requerimientos Climáticos según tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª	Estándar / Baja Tª	Estándar / Baja Tª
		Cumplimiento del Tipo de Balanzamiento requerido: Estándar / Especial / Balanceo de Palas	SI	SI	SI
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Africa): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT07	IEC WT08
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques edificados, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	SI	SI
MANTENIMIENTO		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	NO	NO	SI
OTROS		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI
		Producción de energía	N.A.	N.A.	N.A.
		Calidad de energía	N.A.	N.A.	N.A.
		Nivel de ruido	N.A.	N.A.	N.A.

- **WIN-WIND:** los resultados se muestran en la Tabla 3:
[CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE](#)

		N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES	
AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE
			WINWIND
			WWD-3 (3000 KW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW)	3.0
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	3000-12
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WZIIWZII (emplazamientos de vientos altos)	-
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTO	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIAWZII (emplazamientos de vientos medios)	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIAWZII (emplazamientos de vientos bajos)	CLASE IIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	CLASE IIIA
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	4
		Velocidad de corte: m/s	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1.225 kg/m³)	12.5
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACIÓN	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	4
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Estéricos / 1 (EL SEGUNDO ESTÁ INTEGRADO EN LA MULTIPLICADORA)
		Freno Aerodinámico: Primario: Pálas en Bandera / Otros	Pálas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 -40 / -30 -40 / N.A.
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62306 / IEC61400-24
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	80 ; 90 ; 100
		Área de barrido de pálas (m²)	6475 ; 7917 ; 8332
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	5 - 18
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguja del reloj / contrario a agujas del reloj	Agujas del reloj
	PESOS	Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.
		Peso total de la góndola	N.A.
		Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI
NACELLE	MULTIPLICADORA	Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	1 etapa / 2 etapas
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.
		Sistema de freno: en multiplicadora (leje de alta)	SI
	GENERADOR	Tipo: Jaula de ardilla; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estandart: Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes; Direct Drive.	Síncrono - Imanes Permanentes
		Potencia nominal (MW)	3.0
		Tensión de trabajo (V): AC: 60 Hz - 60 Hz	3000
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54
		Nº de Polos (50 / 60 Hz)	N.A.
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz: 60 Hz	N.A.
		Intensidad nominal de excitador (A) (A Tensión Nominal)	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Capas paralelas)	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (A Potencia nominal)	N.A.
	CONVERTIDORES	Tipo de convertidor: Full Converter / DFIG (Doblemente Alimentado) / Otros	Full Converter
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI
		Crow bar activo	SI
		Regulación dinámica de potencia activa / reactiva: SI / NO	SI
	GENERAL	Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico / Vela
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	N.A.
		Transformador: Nacelle / Base de torre / Exterior al aerogenerador / Exterior a la Nacelle	Nacelle
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	ELECTRICO
TORRE	GENERAL	Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Híbrida
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.
		Altura total de la torre (m)	80 ; 100
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.
		Conexión de la torre a la cimentación: Tipo	Tramo metálico transición
		Elevador de torre: SI / No	NO
PALAS	GENERAL	Longitud de las palas (m)	N.A.
		Perfil de las palas (Tipo de perfil aerodinámico)	N.A.
		Tipo de Pálas: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pálas: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.
		Nº de Palas	3
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnado / Epoxy-Polyester	Epoxy
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	SI
PLATAFORMAS MARINAS	GENERAL	Balizado de Palas: SI / NO	NO
		Plataformas fijas al fondo marino: • Mono-pilote. • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jackpot). • Trípode / Cuadrípode. Plataformas flotantes: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado: "Spar Buoy", Spar/Tension leg. • Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado: Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada: "Buoyancy stabilized / Barge".	N.A.
CONEXIÓN A RED	GENERAL	Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación	Celda Transformación
CONTROL	GENERAL	Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34.5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34.5 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas / Marinas	Marinas
		Sistema de control	PLC REMOTE MONITORING
		Monitorización remota vía web: TCP/IP / Otros	SI (TCP-IP)
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI
MONTAJE EN PARQUE	GENERAL	Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI
		Sensor de hielo: SI / NO	NO
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	N.A.
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³: 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje > 8 m/s	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO
		Piaseo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Pálas Desmontable / Bajo Ruido / Alta Conexión	Estándar / Baja Tª
		Cumplimiento del Tipo de Balanzamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	GENERAL	Estudios de Interior de Torre disponibles: SI / NO	NO
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI
MANTENIMIENTO	GENERAL	Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400V01-02	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI
		Certificación de diseño estructural s/ IEC 2394	SI
OTROS	GENERAL	Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI
OTROS	GENERAL	Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI
		Producción de energía	N.A.
		Calidad de energía	N.A.
OTROS	GENERAL	Nivel de ruido	N.A.

- RE-POWER**: los resultados se muestran en la Tabla 4:
CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE	
			REPOWER	
			5M OFFSHORE (5 MW)	6M OFFSHORE (6 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW)	5,075	6,15
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	5075-14	6150-14
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	95	N.A.
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	50
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE I (A WZII/WZIII) (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IB OFFSHORE	CLASE IB OFFSHORE
	EMPLAZAMIENTO CLASE DE VIENTO	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos medios)	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3,5	3,5
		Velocidad de corte: m/s	30	30
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	14	14
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	8	8
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia: MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA
	ROTOR	Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Esféricos / 2	Esféricos / 3
		Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
		Sistema Pararrayos: Normal	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62306	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62306
		Diámetro de rotor (m)	126	126
		Área de barrido de palas (m²)	12469	12469
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	7,7 - 12,1	7,7 - 12,2
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE
NACELLE	MULTIPLICADORA	Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	410	N.A.
		Peso total de la góndola	N.A.	N.A.
	GENERADOR	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	2 etapas / 1 etapas	2 etapas / 1 etapas
		Relación de multiplicación (Ratio)	1:97	1:97
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.
		Sistema de freno: en multiplicadora (leje de alta)	SI	SI
		Tipo: Jaula de araña; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes; Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado
		Potencia nominal (MW)	5,4	6,15
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50	50
	CONVERTIDORES	Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54
		Nº de Polos (50 / 60 Hz)	6	6
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	750 - 1170	751 - 1170
		Intensidad nominal de excitación (A) (a Tensión Nominal)	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parásitas)	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI
		Draw bar activo	N.A.	N.A.
	GENERAL	Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultra-sónico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico	Ultra-Sónico
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	Seco
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Nacelle	Nacelle
TORRE	GENERAL	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Eléctrico	Eléctrico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.
		Altura total de la torre (m)	85 / 95	86 / 95
		Altura de cable tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.
	PALAS	Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.
		Conexión de la torre a la cimentación: Tipo	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición
		Elevador de torre: SI / No	SI	SI
		Longitud de las palas (m)	61,5	61,5
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.
PLATAFORMAS MARINAS	CONEXIÓN A RED	Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	53,1	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.
		Nº de Palas	3	3
	CONTROL	Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnado / Epoxy-Poliestere	Epoxy	Epoxy
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO
		Balanceo de Palas: SI / NO	NO	NO
		Plataformas fijas al fondo marino • Mono-pilote. • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jacket). • Tripode / Cuadripode.	Estructura metálica tipo celosía (Jacket).	Estructura metálica tipo celosía (Jacket).
	MONTAJE EN PARQUE	Plataformas flotantes. • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado: "Spar Buoy", SparTension leg. • Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado: Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada: "Buoyancy stabilized", "Barge".	N.A.	N.A.
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI
	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV / 60 Hz / 34,5 kV (60 Hz)	20-33 kV	20-33 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas / Marinas	Marinas	Marinas
		Sistema de control	SI (PLC)	SI (PLC)
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI
OTROS	MANTENIMIENTO	Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI
		Sensores de hielo: SI / NO	SI	SI
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	NO
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³ - 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje >= 8 m/s	N.A.	N.A.
	OTROS	Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	Especial
		Cumplimiento del Tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo / Desértico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª	Estándar / Baja Tª
	MANTENIMIENTO	Cumplimiento del Tipo de Balceamiento requerido: Estándar / Especial / Balanceo de Palas	Estándar	Estándar
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	SI	SI
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI
OTROS	MANTENIMIENTO	Normativa aplicable en certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / RESTO MUNDO / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT04	IEC WT04
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI
	MANTENIMIENTO	Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-22	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 6140001-02	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI
OTROS	MANTENIMIENTO	Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI
	OTROS	Producción de energía	N.A.	N.A.
		Calidad de energía	N.A.	N.A.
		Nivel de ruido	N.A.	N.A.

- **GENERAL ELECTRIC-GE:** los resultados se muestran en la Tabla 5.

[CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE](#)

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE		
			GENERAL ELECTRIC-GE		
			3,6 sl OFFSHORE (3,6 MW)	3,500 DL SCANWIND (3,5 MW)	4.0 110 (4,0 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW)	3,6	3,5	4,0
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	3600-14	5500-15,5	4000-14
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	97%	97%	N.A.
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTO	Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WZII (emplazamientos de vientos altos)	-	CLASE IA	CLASE IB
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IAWZII (emplazamientos de vientos medios)	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	CLASE S	-	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3,5	3,5	3
		Velocidad de corte: m/s	27	27	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	14	15,5	14
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	6	4	4
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	DIRECT DRIVE	DIRECT DRIVE
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Estériles / 2	N.A.	N.A.
		Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.	-20 + 40 / -30 + 40 / N.A.
		Sistema Pararrayos: Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62306	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62307
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	111	90,6	110
		Área de barrido de palas (m²)	9677	7854	9567
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	8,5-15,3	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj
	PESOS	Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola	N.A.	N.A.	N.A.
NACELLE	MULTIPLICADORA	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	NO	NO
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos-Helicoidales	3 etapas / 2 etapas	N.A.	N.A.
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	N.A.	N.A.
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	N.A.	N.A.
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Sistema de freno, en multiplicadores (ase de alta)	SI	N.A.	N.A.
		Tipo: Jaula de araña: Asíncrono (Doblemente alimentado / Estándar); Sincrono (Excitación independiente / Bobinado Multipolo / Imanes Permanentes); Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	Sincrono - Imanes Permanentes	Sincrono - Imanes Permanentes
		Potencia nominal (MW)	3,6	3,5	4,0
		Tensión de trabajo (V): AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690 V / 22 KV	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60
	GENERAL	Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	IP54	IP54
		Nº de Polos (50 / 60 Hz)	N.A.	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	N.A.	N.A.	N.A.
		Intensidad nominal de estator (IA Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas pasivas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	Full Converter	Full Converter
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI
		Low bar active	N.A.	N.A.	N.A.
	TORRE	Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Exterior	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonido / Analógico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Líquido	Líquido	Líquido
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Externo a la Nacelle	Base de torre	Base de torre
PALAS	CONVERTIDORES	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica
		Torre: nº de tramos/secciones	2	N.A.	N.A.
		Altura total de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.
	GENERAL	Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Conexión de la torre a la cimentación: Tipo.	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición
		Elevador de torre: SI / No	NO	NO	NO
		Longitud de las palas (m)	N.A.	N.A.	N.A.
		Perfil de las palas: Tipo de perfil aerodinámico	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.
		Nº de Palas	3	3	3
	PLATAFORMAS MÁRINAS	Materiales de las palas: Fibras de Vidrio / Fibras de Carbono	N.A.	N.A.	N.A.
		Materiales de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Pulverizer	N.A.	N.A.	N.A.
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	SI	SI	SI
		Balzado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO
		Plataformas fijadas al fondo marino: • Mono-pilote • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jacket). • Tripode / Cuadripode.	Mono-pilote	Mono-pilote	Mono-pilote
CONEXIÓN A RED	CONTROL	Plataformas fijas: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado. "Spar Buoy". Spar/Tension leg. • Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado. Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada. "Buoyancy stabilized / Barge".	N.A.	N.A.	N.A.
		Normativa aplicable en España: Requisitos de conexión a la red nacional. Normativa Internacional aplicable: Requisitos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación
	MONTAJE EN PARQUE	Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Aisladas / Marinas	Marinas	Marinas	Marinas
		Sistema de control	PLC REMOTE MONITORING / Scada	PLC REMOTE MONITORING / Scada	PLC REMOTE MONITORING / Scada
		Monitorización remota vía web: TCP/IP / Otros	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI	SI
		Sensor de hielo: SI / NO	SI	SI	SI
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	SI	SI	SI
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³, 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje / > 8 m/s.	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO
	CERTIFICACION DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de ruta requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	Especial	Especial
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: 100ss / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos	Todos	Todos
		Requisitos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Pico de viento / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar	Estándar / Baja Tª	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido
		Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balzado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar
OTROS	MANTENIMIENTO	Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	NO	NO
		Transporte especial requerido (Resaca): SI / NO	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Océano / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01	IEC WT01
	CERTIFICACION DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, pequeñas edificaciones, orientaciones): IEC WT01	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia si IEC 61400-12	SI	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas si IEC 61400-13	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas si IEC 61400-23	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía si IEC 61400-21	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico si IEC 61400-11	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores si IEC 61400-01-02	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad si IEC 61400-1	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural si ISO 2394	SI	SI	SI
	OTROS	Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador si IEC 62024-1	SI	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI
		Producción de energía	N.A.	N.A.	N.A.
	OTROS	Calidad de energía	N.A.	N.A.	N.A.
		Nivel de ruido	N.A.	N.A.	N.A.

MULTIBRID-AREVA: los resultados se muestran en la Tabla 6.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE	
			MULTIBRID-AREVA	
			M5000 (5000 KW)	
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA-RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	5,0	
		Rendimiento real de la curva de potencia (KW-m/s)	5000-12	
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA/WZII/WZIII (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA GLTK1 OFFSHORE	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos medios)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	4	
		Velocidad de corte: m/s	25	
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	12	
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	N.A.	
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	
		Tipo de Sistema de cambio de paso: Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	ELECTRICO	
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Esféricos / 2	
		Freno Aerodinámico Primario: Pales en Bandera / Otros	Pales en Bandera	
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	116	
		Área de barrido de palas (m²)	10568	
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	14,8	
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguja del reloj / contrario a agujas del reloj	Aguja del reloj	
NACELLE	PESOS	Peso total del rotor (Incluyendo el buje): Toneladas	105,6	
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	
	MULTIPLICADORA	Peso total de la góndola	234	
		Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	1 etapa / 2 etapas	
		Relación de multiplicación (Ratio)	1 : 9,92	
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	
	GENERADOR	Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	
		Sistema de freno: en multiplicadora (oje de alta)	SI	
		Tipo: Jaula de araña: Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar: Sincrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolo / Imanes Permanentes: Direct Drive	Sincrono - Imanes Permanentes	
		Potencia nominal (MW)	5,54	
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	3000	
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50	
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	
		Nº de Poles (50 / 60 Hz)	N.A.	
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	58,6 - 146,9	
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	
	CONVERTIDORES	Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	0,90 CAP - 0,90 IND	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIG (Doblemente Alimentado) / Otros	Full Converter	
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	
		Soporte a huecos de tensión	SI	
		Crow bar activo	N.A.	
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	
		Tipo de Anémómetro: Ultrasonico / Anemoligo / Vela	Ultrasonico / Vela	
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	N.A.	
TORRE	GENERAL	Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Exterior al aerogenerador / Exterior a la Nacelle	Base de torre	
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	ELECTRICO	
	PALAS	Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	
		Altura total de la torre (m)	84	
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	
		Conexión de la torre a la cimentación: Tipo	Tramo metálico transición	
		Elevador de torre: SI / NO	NO	
		Longitud de las palas (m)	56,3	
PALAS	PALAS	Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	
		Peso total de la pala (Toneladas)	16,5	
		Peso total de las palas (Toneladas)	49,5	
		Nº de Palas	3	
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnado / Epoxy-Poliéster	Epoxy	
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	SI	
		Belizado de Palas: SI / NO	NO	
PLATAFORMAS MARINAS	PLATAFORMAS MARINAS	Plataformas fijadas al fondo marino: • Mono-pilote • Base de cimentación por gravedad • Estructura metálica tipo celosía (Jacket) • Tripode / Cuadripode.	Tripode	
		Plataformas flotantes: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado: "Spar Buoy", "Spar/Tension leg." • Plataforma flotante con andaje tensionado estabilizado: Tensión leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada: "Buoyancy stabilized Barge".	N.A.	
	CONEXIÓN A RED	Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	
	CONTROL	Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	
		Tipo de red de conexión: Estándar / Débiles / Asiladas / Marinas	Marinas	
		Sistema de control	PLC REMOTE MONITORING	
MONTAJE EN PARQUE	CONTROL	Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI (TCP-IP)	
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	N.A.	
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³: 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje / > 8 m/s	N.A.	
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	
		Phao medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	
		Cumplimiento del Tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos	
CERTIFICACION DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	MONTAJE EN PARQUE	Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desertico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª	
		Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	
		Transporte especial requerido (Hélicoptero): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Africa): Certificación tipo para aerogeneradores: IEC WT01	IEC WT01	
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	
MANTENIMIENTO	CERTIFICACION DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	
OTROS	MANTENIMIENTO	Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	
		Producción de energía	N.A.	
		Calidad de energía	N.A.	
OTROS	MANTENIMIENTO	Nivel de ruido	N.A.	

• **ENERCON:** los resultados se muestran en la Tabla 7.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE	
			ENERCON	
			E-112 (6,0 MW)	E-126 (6,0 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	6.0	6.0
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	6000-N.A.	6000-N.A.
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.
	EMPLAZAMIENTO- CLASE DE VIENTO	Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA/W2II (emplazamientos de vientos altos)	N.A.	N.A.
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/W2II (emplazamientos de vientos medios)	N.A.	N.A.
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	N.A.	N.A.
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/W2II (emplazamientos de vientos bajos)	N.A.	N.A.
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	N.A.	N.A.
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	N.A.	N.A.
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	N.A.	N.A.
		Velocidad de corte: m/s	N.A.	N.A.
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	N.A.	N.A.
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACIÓN	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	6	6
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de peso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de peso: Variable: HIDRÁULICO / ELÉCTRICO	HIDRÁULICO	HIDRÁULICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIFICADORA / DIRECT DRIVE)	DIRECT DRIVE	DIRECT DRIVE
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Cónico / 2	Cónico / 2
		Freno Aerodinámico Primario: Pálas en Bandera / Otros	Pálas en Bandera	Pálas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	114	126
		Área de barrido de pálas (m²)	10207	12469
		Velocidad de giro del rotor (rpm):	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguja del reloj / Contrario a agujas del reloj	Aguja del reloj	Aguja del reloj
	PESOS	Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	N.A.
NACELLE	MULTIFICADORA	Peso total de la góndola	N.A.	N.A.
		Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	NO	NO
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	N.A.	N.A.
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	N.A.
		Refrigeración: Tipo	N.A.	N.A.
	GENERADOR	Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.
		Sistema de freno: en multiplicadora (eje de alta)	SI (EJE)	SI (EJE)
		Tipo: Jaula de ardilla, Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar: Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes, Direct Drive	Síncrono Bobinado Multipolos Direct Drive	Síncrono Bobinado Multipolos Direct Drive
		Potencia nominal (MW)	6,0	6,0
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP54 / Otros	IP54	IP54
		Nº de Pólos (50 / 60 Hz)	Multipolos	Multipolos
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	N.A.	N.A.
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	N.A.
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIG (Doblemente Alimentado) / Otros	Full Converter	Full Converter
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	N.A.	N.A.
TORRE	GENERAL	Crow bar activo	N.A.	N.A.
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	N.A.	N.A.
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasónico / Analógico / Veleta	Ultra-Sónico / Veleta	Ultra-Sónico / Veleta
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco / Líquido	Seco / Líquido
	PALAS	Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	Base de torre
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Hidráulico	Hidráulico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Hormigón
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.
		Altura total de la torre (m)	124	135
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.
		Conexión de la torre a la cimentación: Tipo.	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición
		Elevador de torre: SI / No	NO	NO
		Longitud de las pálas (m)	52	N.A.
		Perfil de las pálas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.
PALAS	PALAS	Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Seccionada (Dos Piezas)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.
		Peso total de las pálas (Toneladas)	N.A.	N.A.
		Nº de Pálas	3	3
		Material de las pálas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
		Material de las pálas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliester	Epoxy	Epoxy
		Detección de Hielo en Pálas: SI / NO	SI	SI
		Balizado de Pálas: SI / NO	NO	NO
		Plataformas fijadas al fondo marino: • Mono-pilote. • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jackpot). • Tripode / Cuadrípode.	Base de cimentación por gravedad	Base de cimentación por gravedad
CONEXIÓN A RED	CONEXIÓN A RED	Plataformas flotantes: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado: "Spar Buoys", "Spar/Tension leg". • Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado: Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada: "Buoyancy stabilized / Barge".	N.A.	N.A.
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	Cumplimiento
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34,5 kV	10-35 kV / 34,5 kV
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Dobles / Aisladas / Marinas	Marinas	Marinas
		Sistema de control	SCADA	SCADA
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI
CONTROL	CONTROL	Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa/Reactiva	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	SI
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	NO
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	SI	SI
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³; 10 m sobre el suelo; 80 m altura buje (z=80m).	N.A.	N.A.
		Control de carga de pálas: SI / NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	Especial
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos	Todos
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Resuspendido / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido	Estándar / Baja Tª / Bajo Ruido
MONTAJE EN PARQUE	MONTAJE EN PARQUE	Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Pálas	Estándar	Estándar
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	NO
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia/Oceania / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT05	IEC WT05
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI
		Certificación de ensayos de pálas s/ IEC 61400-23	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 6140001-02	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI
MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO	Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI
		Producción de energía	N.A.	N.A.
		Calidad de energía	N.A.	N.A.
		Nivel de ruido	N.A.	N.A.
		OTROS		

- BARD: los resultados se muestran en la Tabla 8.

[CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE](#)

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE	
			BARD	
			BARD 5.0 (5000 KW)	
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW)	5.0	
		Rendimiento real de la curva de potencia (KW-m/s)	5000-12.5	
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	
	EMPLAZAMIENTO- CLASE DE VIENTOS	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WZIIWZII (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos medios)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3	
		Velocidad de corte: m/s	30	
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1.225 kg/m³)	12.5	
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACIÓN	ACTIVO	
		Sistema de Giro de Nacelle: N° Motores	5	
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRÁULICO / ELÉCTRICO	ELECTRICO	
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia: N°	Esféricos / 2	
		Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	NO	
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja T° / Alta T°	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	
	ROTOR	Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	
		Diámetro de rotor (m)	122	
		Área de barrido de palas (m²)	11690	
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	N.A.	
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sentido de giro (Vista frontal): Agujas del reloj / contrario a agujas del reloj	Agujas del reloj	
	PESOS	Peso total del rotor (incluyendo el buje) (Toneladas)	155.5	
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de la góndola	260	
NACELLE	MULTIPLICADORA	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	
		Tipo de Multiplicadora: N° etapas Planetarias / N° etapas Ejes paralelos	2 etapas / 1 etapa	
		Relación de multiplicación (Ratio)	1: 96.965	
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	
	GENERADOR	Calentamiento de aceite (KW)	N.A.	
		Sistema de freno: en multiplicadora (eje de alta)	SI	
		Tipo: Jaula de araña; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar: Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes, Direct Drive.	Asíncrono Doblemente alimentado	
		Potencia nominal (MW)	5.276	
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690 / 33 KV	
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50	
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	
		N° de Palas: 60 / 40 Hz	N.A.	
		Velocidad de giro (rpm): 30 Hz- 60 Hz	1212	
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	
	CONVERTIDORES	Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	N.A.	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	
	GENERAL	Soporte a huecos de tensión	SI	
		Crow bar activo	N.A.	
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	
TORRE	GENERAL	Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Voleta	Voleta	
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	
		Ubicación de transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Nacelle	
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Eléctrico	
	PALAS	Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	
		Torre: n° de tramos/secciones	N.A.	
		Altura total de la torre (m)	80	
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	
		Conexión de la torre a la cimentación: Tipo:	Tramo metálico transición	
PALAS	GENERAL	Elevador de torre: SI / No	NO	
		Longitud de las palas (m)	59.4	
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	
		Tipo de Pala: Estándar (Moro Pieza) / Seccionada	Estándar (Moro Pieza)	
	PALAS	Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Especial (Ruido y Eficiencia energética)	
		Peso total de la pala (Toneladas)	28.5	
		Peso total de las palas (Toneladas)	85.5	
		N° de Palas	3	
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnado / Epoxy-Polietileno	Epoxy	
PALATORMAS MARINAS	PALATORMAS MARINAS	Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	
		Balzado de Palas: SI / NO	NO	
		Plataformas fijadas al fondo marino: • Mono-piloto: • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jacket). • Tripode / Cuadripode.	Tripode	
		Plataformas flotantes: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado. "Spar Bury" / Spar/Tension leg. • Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado. Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada. "Buoyancy stabilized / Barge".	N.A.	
	CONEXIÓN A RED	Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34.5 kV (60 Hz)	10-35 Kv	
CONTROL	CONTROL	Tipo de redes de conexión: Estándar / Dobles / Asiladas / Marinas	Marinas	
		Sistema de control	PLC REMOTE MONITORING	
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	
	CONTROL	Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³ ; 10 m sobre el suelo / 80 m altura baja / > 8 m/s.	N.A.	
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	
			N.A.	
MONTAJE EN PARQUE	MONTAJE EN PARQUE	Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	
		Cumplimiento del tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos	
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo / Asfalto / Bajo Buzo / Alta Corriente	Estándar / Baja T°	
		Cumplimiento del Tipo de Balzamiento requerido: Estándar / Especial / Balzado de Palas	Estándar	
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	
	MONTAJE EN PARQUE	Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	
		Normativas aplicables de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Océano / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400/01-02	SI	
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	SI	
MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO	Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	
	MANTENIMIENTO	Producción de energía	N.A.	
		Calidad de energía	N.A.	
		Nivel de ruido	N.A.	
			N.A.	
			N.A.	
			N.A.	
			N.A.	
			N.A.	
			N.A.	
			N.A.	

- **NORDEX:** los resultados se muestran en la Tabla 9.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE	
			NORDEX	
			N90/2500 HS OFFSHORE 50 Hz (2.5 MW)	
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA-RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW)	2.5	
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	2500-13	
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WZII/WZIII (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTOS	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos medios)	CLASE IIA	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	CLASE IIB	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	CLASE IIA	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3	
		Velocidad de corte: m/s	25	
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	13,5	
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACIÓN	ACTIVO	
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	4	
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	
		Tipo de Sistema de cambio de paso: Variable: HIDRÁULICO / ELÉCTRICO	ELECTRICO	
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	
		Tipo de Rotamiento del tren de Potencia: N°	Esférica / 2	
		Ergo Aerodinámico Primario: Pálas en Bandera / Otras	Pálas en Bandera	
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja T° / Alta T°	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	
	ROTOR	Diámetro de rotor (m)	90	
		Área de barrido de pálas (m²)	6362	
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	9.6-16.6 / 10.3-18.1	
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sentido de giro (Vista frontal): Agujas del reloj / contrario a agujas del reloj	Agujas del reloj	
	PESOS	Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	54	
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	
NACELLE	MULTIPLICADORA	Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	2 etapas / 2 etapas	
		Relación de multiplicación (Ratio)	1: 72 / 1: 86.3 (HS)	
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	
	GENERADOR	Sistema de freno, en multiplicadora (se de alta)	SI	
		Tipo: Jaula de araña, Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar: Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolo / Imanes Permanentes, Direct Drive	Asíncrono Doblemente alimentado	
		Potencia nominal (MW)	2.5	
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	660	
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otras	IP54	
		Nº de Polos (50 / 60 Hz)	6	
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	740-1300 (50 HZ); 890-1560 (60 HZ)	
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	0.95 CAP - 0.95 IND	
	CONVERTIDORES	Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	1	
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFBM (Doblemente Alimentado) / Otras	DFIM	
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	
		Soporte a huecos de tensión	SI	
		Crow bar activo	N.A.	
	GENERAL	Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Base de torre	
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Vela	Ultrasonico / Vela	
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	
TORRE	GENERAL	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Eléctrico	
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	
		Altura total de la torre (m)	70-80	
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	
PALAS	GENERAL	Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	
		Conexión de la torre a la Conexión: Tipo	Tramo metálico transición	
		Elevador de torre: SI / No	NO	
		Longitud de las palas (m)	43.8	
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	
		Peso total de la pala (Toneladas)	10,2	
		Peso total de las palas (Toneladas)	30,6	
		Nº de Palas	3	
PLATAFORMAS MARINAS	GENERAL	Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	
		Material de las palas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliesther	Epoxy-Poliesther	
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	
		Balanceo de Palas: SI / NO	NO	
		Plataformas fijas al fondo marino: • Mono-pilote. • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jacket). • Tripode / Cuatripode.	Mono-pilote	
CONEXIÓN A RED	GENERAL	Plataformas flotantes: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado. "Spar Buoy". Spar/Tension leg. • Plataforma flotante con andaje tensionado estabilizado. Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada. "Buoyancy stabilized / Barge".	N.A.	
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	Cumplimiento	
		Normativa internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	
CONTROL	GENERAL	Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otras	Celda Transformación	
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34.5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34.5 kV	
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Débiles / Asiladas / Marinas	Marinas	
		Sistema de control	PLC REMOTE MONITORING ISDN (NORDEX SYSTEM)	
		Monitorización remota via web: TCP-IP / Otras	SI	
MONTAJE EN PARQUE	GENERAL	Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva	N.A.	
		Sistema de mantenimiento predictivo (BMP)	NO	
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Alm 1225 kg/m³ / 10 m sobre el suelo / 80 m altura total / 8 m/s	107	
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	
		Tipo de guía requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	
		Cumplimiento del Tipo de requerimiento del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otras	Todos	
		Requerimientos Climáticos según tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja T° / Alta T°	
CERTIFICACION DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	GENERAL	Cumplimiento del Tipo de Batimentario requerido: Estándar / Especial / Balanceo de Palas	Estándar	
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	
		Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Africa): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT00	
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	
MANTENIMIENTO	GENERAL	Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 6140001-02	SI	
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	
OTROS	GENERAL	Certificación de diseño estructural s/ IEC 2034	SI	
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	
MANTENIMIENTO	GENERAL	Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	
OTROS	GENERAL	Producción de energía	N.A.	
		Calidad de energía	N.A.	
OTROS	GENERAL	Nivel de ruido	107 dB(A)	

- **SINOVEL**: los resultados se muestran en la Tabla 10.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE				
			SINOVEL				
			SL3000/90 (3 MW)	SL3000/100 (3 MW)	SL3000/105 (3 MW)	SL3000/110 (3 MW)	SL3000/115 (3 MW)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor técnico en MW).	3	3	3	3	3
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	3000-13	3000-12.5	3000-12	3000-11.87	3000-11.5
	EMPLAZAMIENTO: CLASE DE VIENTO	Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60
		Aerogeneradores / Clase IEC: CLASE IA (WZ/IVZII) (emplazamientos de vientos altos)	CLASE IA	CLASE IIA	CLASE IIA	-	-
		Aerogeneradores / Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	-	-
		Aerogeneradores / Clase IEC: CLASE IIIA (WZII) (emplazamientos de vientos bajos)	-	-	-	CLASE IIIA	CLASE IIIA
		Aerogeneradores / Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	-	-	-	-
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3.5	3	3	3	3
		Velocidad de corte: m/s	25	25	25	25	25
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	13	12.5	12	11.8	11.5
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO	ACTIVO
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Máximos	4	4	4	4	4
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch	Variable-Pitch
		Tipo de Sistema de cambio de paso: Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO	ELECTRICO
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA	MULTIPLICADORA
		Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2	Esféricos / 2
		Freno Aerodinámico Primario: Palas en Bandera / Otros	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera	Palas en Bandera
		Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Sistema de Refinenciación en Cálculo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-15 -45 / -30 -45 / N.A.	-15 -45 / -30 -45 / N.A.	-15 -45 / -30 -45 / N.A.	-15 -45 / -30 -45 / N.A.	-15 -45 / -30 -45 / N.A.
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62307	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62308	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62309
		Díámetro de rotor (m)	90	100	105	110	115
		Área de barrido de palas (m²)	6580	8042	8659	9498	10387
ROTOR	PESOS	Velocidad de giro del rotor (rpm)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE	VARIABLE
		Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj	Aguas del reloj
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	MULTIPLICADORA	Peso total de la góndola: N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Multiplicadora: utiliza (SI / NO)	SI	SI	SI	SI	SI
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	2 etapas / 1 etapas	2 etapas / 1 etapas	2 etapas / 1 etapas	2 etapas / 1 etapas	2 etapas / 1 etapas
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Refrigeración: Tipo	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite	Bomba aceite + radiador aceite
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
NACELLE	GENERADOR	Sistema de freno: en multiplicadora (epo de aha)	SI	SI	SI	SI	SI
		Tipo: Jaula de araña; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes; Direct Drive	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado	Asíncrono Doblemente alimentado
		Potencia nominal (MW)	3	3	3	3	3
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	690	690	690	690
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50-60	50-60	50-60	50-60	50-60
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Nº de Polos (S) / (R) Hz	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz: 60 Hz	600/1400; 800/1600	600/1400; 800/1600	600/1400; 800/1600	600/1400; 800/1600	600/1400; 800/1600
		Intensidad nominal de estator (A) (A. Tensión Nominal)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	0.95 CAP - 0.9 IND	0.95 CAP - 0.9 IND	0.95 CAP - 0.9 IND	0.95 CAP - 0.9 IND	0.95 CAP - 0.9 IND
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (A. Potencia nominal)	1	1	1	1	1
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM	DFIM
TORRE	GENERAL	Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Soporte a huecos de tensión	SI	SI	SI	SI	SI
		Crow bar activo	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Anemómetro: Ultrasonico / Analógico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	Ultra-Sónico / Vela
	CONVERTIDORES	Tipo de transformador: Seco / Aceite	Seco	Seco	Seco	Seco	Seco
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Exterior al aerogenerador / Exterior a la Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle	Nacelle
		Tipo de Pich: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica	Metálica
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Altura total de la torre (m)	80; 90	80; 90; 100; 110	80; 90; 100; 110	90; 100; 110	90; 100; 110
PALAS	GENERAL	Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Conexión de la torre a la Orientación: Tipo	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición	Tramo metálico transición
		Elevador de torre: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Longitud de las palas (m)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	CONVERTIDORES	Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)	Estándar (Mono Pieza)
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Nº de Palas	3	3	3	3	3
		Materia de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio	Fibra de Vidrio
PLATAFORMAS MARINAS	GENERAL	Materia de las palas: Tipo de resina: Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliestere	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy	Epoxy
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Balizado de Palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Plataformas fijas al fondo marino	Base de cimentación por gravedad	Base de cimentación por gravedad	Base de cimentación por gravedad	Base de cimentación por gravedad	Base de cimentación por gravedad
		• Mono-pilote.					
		• Base de cimentación por gravedad.					
	CONEXIÓN A RED	• Estructura metálica tipo celosía (Jacket).					
		• Tripode / Cudripode.					
		Plataforma flotantes	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		• Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado. "Spar Buoy". Spar/Tension leg.					
		o Plataforma flotante con andaje tensionado estabilizado. Tension leg.					
		o Plataforma flotante en superficie estabilizada. "Buoyancy stabilized" Barge".					
CONTROL	GENERAL	Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento	Cumplimiento
		Soporte a huecos de Tensión: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación	Celda Transformación
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34.5 kV (60 Hz)	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV	10-35 kV
	CONTROL	Tipo de redes de conexión: Estándar / Debiles / Aisladas / Marinas	Marinas	Marinas	Marinas	Marinas	Marinas
		Sistema de control	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)	SI (PLC)
		Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	SI	SI	SI	SI
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	NO	NO	NO	NO	NO
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
MONTAJE EN PARQUE	GENERAL	Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Ruido emitido por el aerogenerador en Campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³ ; 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje / > 8 m/s	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Control de carga de palas: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	Especial	Especial	Especial	Especial
		Cumplimiento del Tipo de requisitos del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia	Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia
	CONEXIÓN A RED	Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico	Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo Desértico
		Cumplimiento del Tipo de Balastamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Palas	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar	Estándar
		Requisitos de Interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	NO	NO	NO	NO
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	GENERAL	Normativa aplicable de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia/Oceania / Africa): Certificación tipo para aerogeneradores: IEC WT01	IEC WT05	IEC WT06	IEC WT07	IEC WT08	IEC WT09
		Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de partes mecánicas s/ IEC 61400-13	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	SI	SI	SI	SI	SI
	MANTENIMIENTO	Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación de diseño estructural s/ IEC 2284	SI	SI	SI	SI	SI
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	SI	SI	SI	SI	SI
OTROS	MANTENIMIENTO	Mantenimiento Predictivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
OTROS	MANTENIMIENTO	Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	SI	SI	SI	SI
		Producción de energía	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
OTROS	MANTENIMIENTO	Calidad de energía	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Nivel de ruido	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

- **GOLDWIND:** los resultados se muestran en la Tabla 11.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE	
			GOLDWIND	
			GOLDWIND 70/1500 (1500 KW)	
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW)	1,5	
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	1500-11,8	
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	N.A.	
		Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	
	EMPLAZAMIENTO CLASE DE VIENTOS	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WZIIWZIII (emplazamientos de vientos altos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos medios)	CLASE IIA	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIA/WZII (emplazamientos de vientos bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	-	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	-	
	GENERAL	Velocidad de arranque: m/s	3	
		Velocidad de corte: m/s	25	
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1,225 kg/m³)	11,8	
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACION	ACTIVO	
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	4	
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRÁULICO / ELÉCTRICO	ELECTRICO	
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	DIRECT DRIVE	
		Tipo de Rotamientos del tren de Potencia: IM	Esférico / 2	
		Punto Aerodinámico Primario: Pálas en Bandera / Otros	Pálas en Bandera	
	ROTOR	Altitud de operación: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	NO	
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja T° / Alta T°	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-2	
		Diámetro de rotor (m)	113,5	
		Área de barrido de pálas (m²)	3904	
NACELLE	PESOS	Velocidad de giro del rotor (rpm)	9-19	
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sentido de giro (Vista frontal): Agujas del reloj / contrario a agujas del reloj	Agujas del reloj	
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	28	
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	78	
	MULTIPLICADORA	Peso total de la góndola	50	
		Multiplicadores: utiliza (SI / NO)	NO	
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	N.A.	
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	
		Refrigeración: Tipo	N.A.	
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	
	GENERADOR	Sistema de freno: en multiplicadora (lee de alta)	NO	
		Tipo: Jaula de ardilla; Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar; Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes; Direct Drive.	Síncrono: Excitación independiente	
		Potencia nominal (MW)	1,5	
		Tensión de trabajo (V) AC: 50 Hz - 60 Hz	690	
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50	
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	N.A.	
	CONVERTIDORES	Nº de Pálas (50 - 60 Hz)	N.A.	
		Velocidad de giro (rpm): 30 Hz- 60 Hz	N.A.	
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	N.A.	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIM (Doblemente Alimentado) / Otros	Full Converter	
TORRE	GENERAL	Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	
		Soporte a huecos de tensión	SI	
		Crow bar activo	SI	
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Exterior	Nacelle	
		Tipo de Anemómetro: Ultrasónico / Analógico / Voleta	Ultra-Sónico / Voleta	
	CONVERTIDORES	Tipo de transformador: Seco / Líquido / Aceite	Seco	
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	
		Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	Eléctrico	
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	
		Altura total de la torre (m)	65; 85	
PALAS	TORRE	Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	
		Cimentación de la torre: Tipo	Cemento-Virota	
		Elevador de torre: SI / No	NO	
		Longitud de las pálas (m)	34	
		Perfil de las pálas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	
	PALAS	Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	
		Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de las pálas (Toneladas)	N.A.	
		Nº de Pálas	3	
		Material de las pálas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	Fibra de Vidrio	
CONEXIÓN A RED	PLATAFORMAS MARINAS	Material de las pálas (Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnada / Epoxy-Poliester	Epoxy	
		Detección de Hielo en Pálas: SI / NO	NO	
		Balizado de Pálas: SI / NO	NO	
		Plataformas fijadas al fondo marino: • Mono-pilote. • Base de cimentación por gravedad. • Estructura metálica tipo celosía (Jacket). • Tripode / Cuadrípode.	Base de cimentación por gravedad.	
		Plataformas flotantes: • Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado. "Spar Buoy". Spar/Tension leg. • Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado. Tension leg. • Plataforma flotante en superficie estabilizada. "Buoyancy stabilized / Barge".	N.A.	
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	N.A.	
	CONEXIÓN A RED	Normativa Internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	N.A.	
		Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	N.A.	
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	
		Tensión de salida de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34,5 kV (60 Hz)	10-35 kV	
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Doble / Asistidas / Marinas	Marinas	
CONTROL	CONTROL	Sistema de control	SCADA	
		Monitorización remota via web: TCP-IP / Otros	SI	
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.	SI	
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	NO	
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	NO	
	MONTAJE EN PARQUE	Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³ ; 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje / 8 m/s	N.A.	
		Control de carga de pálas: SI / NO	NO	
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	
		Tipo de grúa requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Estándar	
		Cumplimiento del tipo de regulación del parque: Todos / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	N.A.	
		Requerimientos Climáticos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico / Bajo Ruido / Alta Corrosión	Estándar / Baja T° / Alta T° / Polvo Desértico	
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	Cumplimiento del Tipo de Balizamiento requerido: Estándar / Especial / Balizado de Pálas	Estándar	
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	
		Normativa aplicable: de certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / Asia-Oceania / Africa). Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	
	MANTENIMIENTO	Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	SI	
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	SI	
		Certificación de curva de potencia si IEC 61400-12	SI	
		Certificación de cargas mecánicas si IEC 61400-13	SI	
		Certificación de ensayos de pálas si IEC 61400-21	SI	
		Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico si IEC 61400-11	SI	
OTROS	OTROS	Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores si IEC 61400-01-02	SI	
		Certificación de ensayos de seguridad si IEC 61400-1	SI	
		Certificación de diseño estructural si ISO 2394	SI	
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador si IEC 60304-1	SI	
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	NO	
OTROS	OTROS	Mantenimiento Preventivo: SI / NO	SI	
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	SI	
		Producción de energía	N.A.	
		Calidad de energía	N.A.	
		Nivel de ruido	N.A.	

- **XEMC-DARWIND**: los resultados se muestran en la Tabla 12.

CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS: ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA OFFSHORE

N.A. = NO APLICA / DATOS NO DISPONIBLES

AEROGENERADOR: SISTEMAS	SUB-SISTEMAS	CARACTERÍSTICAS Y FACTORES TÉCNICOS	FABRICANTES DE AEROGENERADORES OFFSHORE	
			XEMC-DARWIND	
			DARWIND DD115 (5000 KW)	
CARACTERÍSTICAS GENERALES	POTENCIA- RENDIMIENTO	Potencia del aerogenerador según la curva de potencia (valor teórico en MW).	5.0	
		Rendimiento real de la curva de potencia (kW-m/s)	5000-12	
		Disponibilidad del aerogenerador (%)	95.5	
	EMPLAZAMIENTOS CLASE DE VIENTO	Frecuencia de red disponible del modelo de aerogenerador: 50-60 Hz	50	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IA WZIIWZII (emplazamientos de vientos altos)	N.A.	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIAWZII (emplazamientos de vientos medios)	N.A.	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIB (emplazamientos de vientos bajos)	N.A.	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IIAWZII (emplazamientos de vientos bajos)	N.A.	
		Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE IV (emplazamientos de vientos muy bajos)	N.A.	
	GENERAL	Aerogeneradores y Clase IEC: CLASE S (emplazamientos especiales)	N.A.	
		Velocidad de arranque: m/s	4	
		Velocidad de corte: m/s	25	
		Velocidad de máxima potencia: m/s (Densidad del aire: 1.225 kg/m³)	12	
		Intensidad de turbulencia del viento (%)	N.A.	
		Sistema de orientación de Nacelle: ACTIVO / SIN ORIENTACIÓN	ACTIVO	
		Sistema de Giro de Nacelle: Nº Motores	N.A.	
		Sistema de control de velocidad: Variable / Fija	VARIABLE	
		Sistema de cambio de paso: Variable (Pitch) / Fijo	Variable-Pitch	
		Tipo de Sistema de cambio de paso Variable: HIDRAULICO / ELECTRICO	ELECTRICO	
		Tipo de tren de Potencia (MULTIPLICADORA / DIRECT DRIVE)	DIRECT DRIVE	
	ROTOR	Tipo de Rodamientos del tren de Potencia / Nº	Estériles (3 FILAS) / 1 (el otro extremo del eje integrado en el generador)	
		Freno Aerodinámico Primario: Pálas en Bandera / Otros	Pálas en Bandera	
		Altitud de conexión: Estándar (1200 m) / Especial (> 1200 m)	Estándar	
		Sistema de Refrigeración en Góndola: SI / NO	SI	
		Rango de Temperaturas: Estándar / Baja Tª / Alta Tª	-20 - 40 / -30 - 40 / N.A.	
		Sistema Pararrayos / Normativa	SI / IEC 61024-1 / DIN EN 62305	
	PESOS	Diámetro de rotor (m)	115	
		Área de barrido de palas (m²)	10387	
		Velocidad de giro del rotor (rpm)	10	
		Velocidad de giro del rotor: Variable / Fija	VARIABLE	
NACELLE	MULTIPLICADORA	Sentido de giro (Vista frontal): Aguas del reloj / contrario a aguas del reloj	Aguas del reloj	
		Peso total del rotor (incluyendo el buje): Toneladas	N.A.	
		Peso total del aerogenerador (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de la góndola más el buje (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de la góndola	N.A.	
		Multiplicadora: Utiliza SI / NO	NO	
		Tipo de Multiplicadora: Nº etapas Planetarias / Nº etapas Ejes paralelos	N.A.	
		Relación de multiplicación (Ratio)	N.A.	
		Refrigeración: Tipo	N.A.	
		Calentamiento de aceite (kW)	N.A.	
		Sistema de freno: en multiplicadora (leja de alta)	N.A.	
		Tipo: Jaula de acúlia: Asíncrono: Doblemente alimentado / Estándar: Síncrono: Excitación independiente / Bobinado Multipolos / Imanes Permanentes; Direct Drive.	Síncrono - Imanes Permanentes	
	GENERADOR	Potencia nominal (MW)	5.0	
		Tensión de trabajo (V) AC: 60 Hz - 60 Hz	N.A.	
		Frecuencia del Generador: 50-60 Hz	50	
		Clase de Protección: IP54 / IP64 / Otros	IP54	
		Nº de Pólos (50 / 60 Hz)	N.A.	
		Velocidad de giro (rpm): 50 Hz- 60 Hz	N.A.	
		Intensidad nominal de estator (A) (A Tensión Nominal)	N.A.	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (Cargas parciales)	N.A.	
		Factor de Potencia: Capacitivo - Inductivo (a Potencia nominal)	N.A.	
		Tipo de convertidor: Full Converter / DFIG (Doblemente Alimentado) / Otros	Full Converter	
		Convertidores con IGBT: SI / NO	SI	
		Soporte a huecos de tensión	SI	
	CONVERTIDORES	Crow bar activo	N.A.	
		Regulación dinámica de potencia activa y reactiva: SI / NO	SI	
		Ubicación: Nacelle / Torre / Base de torre / Externo	Torre	
		Tipo de Anemómetro: Ultrasónico / Acústico / Vela	Ultra-Sónico / Vela	
		Tipo de transformador: Seco / Líquido / Acale	N.A.	
		Ubicación del transformador: Nacelle / Base de torre / Externo al aerogenerador / Externo a la Nacelle	Base de torre	
TORRE	GENERAL	Tipo de Pitch: Hidráulico / Eléctrico / Híbrido	ELECTRICO	
		Tipo de torre: Metálica / Hormigón / Celosía / Híbrida	Metálica	
		Torre: nº de tramos/secciones	N.A.	
		Altura total de la torre (m)	100	
		Altura de cada tramo de la torre (m)	N.A.	
		Peso total de la torre (Toneladas)	N.A.	
	PALAS	Conexión de la torre a la Conexión - Tipo	Tramo metálico transición	
		Elevador de torre: SI / NO	NO	
		Longitud de las palas (m)	55	
		Perfil de las palas (tipo de perfil aerodinámico)	N.A.	
		Tipo de Pala: Estándar (Mono Pieza) / Seccionada	Estándar (Mono Pieza)	
		Punta de Pala: Estándar / Especial (Ruido y Eficiencia energética)	Estándar	
PALAS	GENERAL	Peso total de la pala (Toneladas)	N.A.	
		Peso total de las palas (Toneladas)	N.A.	
		Nº de Palas	3	
		Material de las palas: Fibra de Vidrio / Fibra de Carbono	N.A.	
		Material de las palas(Tipo de resina): Epoxy / Epoxy-Preimpregnated / Epoxy-Poliesther	N.A.	
		Detección de Hielo en Palas: SI / NO	SI	
	PLATAFORMAS MARINAS	Balanceo de Palas: SI / NO	NO	
		Plataformas fijadas al fondo marino	N.A.	
		• Mono-pilote		
		• Base de orientación por gravedad		
		• Estructura metálica tipo celosía (Jacket).		
		• Tripode / Cuadrípode.		
CONEXIÓN A RED	GENERAL	Plataformas flotantes	N.A.	
		o Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado: "Spar Buoy", Spar/Tension leg.		
		o Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado: Tension leg.		
		o Plataforma flotante en superficie estabilizada: "Buoyancy stabilized / Barge".		
		Normativa aplicable en España: Requerimientos de conexión a la red nacional.	N.A.	
		Normativa internacional aplicable: Requerimientos de conexión a internacionales.	Cumplimiento	
	CONTROL	Soporte a Huecos de Tensión: SI / NO	SI	
		Regulación Dinámica de Potencia Activa y Reactiva: SI / NO	SI	
		Tipo de conexión a red: Celda Transformación / Otros	Celda Transformación	
		Tensión de celda de transformación: 10-35 kV (50 Hz) / 34.5 kV (60 Hz)	10-35 kV / 34.5 kV	
		Tipo de redes de conexión: Estándar / Dobles / Aisladas / Marinas	Marinas	
		Sistema de control	PLC REMOTE MONITORING	
CONTROL	GENERAL	Monitorización remota vía web: TCP-IP / Otros	SI (TCP-IP)	
		Sistema de control de potencia en parque: Potencia Activa-Reactiva.		
		Sistema de mantenimiento predictivo (SMP)	SI	
		Sensor de hielo: SI / NO	NO	
		Control del ruido emitido (Tipo de Control): SI / NO	N.A.	
		Ruido emitido por el aerogenerador en campo (dB A): Densidad Aire 1225 kg/m³ 10 m sobre el suelo / 80 m altura buje (> 8 m/s)	109	
	MONTAJE EN PARQUE	Control de carga de palas: SI / NO	NO	
		Plazo medio de montaje por aerogenerador (Días)	N.A.	
		Tipo de guía requerida: Estándar / Especial / Diseño propio	Especial	
		Componente del tipo de requerimiento: Ser parque: Todas / Reactiva / Regulación de tensión / Regulación de Frecuencia / Otros	Todos	
		Requerimientos Clínicos según Tipo de parque (Versiones): Estándar / Baja Tª / Alta Tª / Polvo	Estándar / Baja Tª	
		Requisitos: Ruido, Bujes y Alta Corrosión.		
CERTIFICACIÓN DE AEROGENERADOR Y COMPONENTES	GENERAL	Cumplimiento del Tipo de Balanceamiento requerido: Estándar / Especial / Balanceo de Palas	Estándar	
		Elevadores de interior de Torre disponibles: SI / NO	NO	
		Transporte especial requerido (Nacelle): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Torre): SI / NO	SI	
		Transporte especial requerido (Pala): SI / NO	SI	
		Normativa aplicable en certificación de aerogeneradores (España / Europa / USA / ASIA-Japón / África): Certificación tipo para aerogeneradores IEC WT01	IEC WT01	
	MANTENIMIENTO	Certificación tipo para proyectos (emplazamientos, parques eólicos, cimentaciones): IEC WT01	N.A.	
		Certificación tipo para sub-componentes de aerogeneradores: IEC WT01	N.A.	
		Certificación de curva de potencia s/ IEC 61400-12	N.A.	
		Certificación de cargas mecánicas s/ IEC 61400-13	N.A.	
		Certificación de ensayos de palas s/ IEC 61400-23	N.A.	
		Certificación de ensayos de calidad de energía s/ IEC 61400-21	N.A.	
OTROS	GENERAL	Certificación de ensayos de calidad de ruido acústico s/ IEC 61400-11	N.A.	
		Certificación de ensayos tipo de aerogeneradores s/ IEC 61400-01-02	N.A.	
		Certificación de ensayos de seguridad s/ IEC 61400-1	N.A.	
		Certificación de diseño estructural s/ ISO 2394	N.A.	
		Certificación del sistema eléctrico del aerogenerador s/ IEC 60204-1	N.A.	
		Mantenimiento Predictivo: SI / NO	N.A.	
	MANTENIMIENTO	Mantenimiento Preventivo: SI / NO	N.A.	
		Contrato de Mantenimiento ofertado por el fabricante: SI / NO	N.A.	
		Producción de energía	N.A.	
		Calidad de energía	N.A.	
		Nivel de ruido (dB A)	109	

Características técnicas generales de tipo constructivo.

En cuanto a las características técnicas generales de tipo constructivo de los 26 modelos de aerogeneradores Offshore analizados se indican los siguientes aspectos identificados en la investigación:

- Velocidades de arranque del aerogenerador: el rango de velocidades investigado en los modelos de aerogenerador se inicia en 2 m/s y llega hasta los 4 m/s. Este es un factor importante ya que indica el inicio de la curva de potencia y el punto de inicio de generación de energía (Gráfico 1).
 - El 92,3% de los aerogeneradores presentan velocidades de arranque entre 3 y 4 m/s.

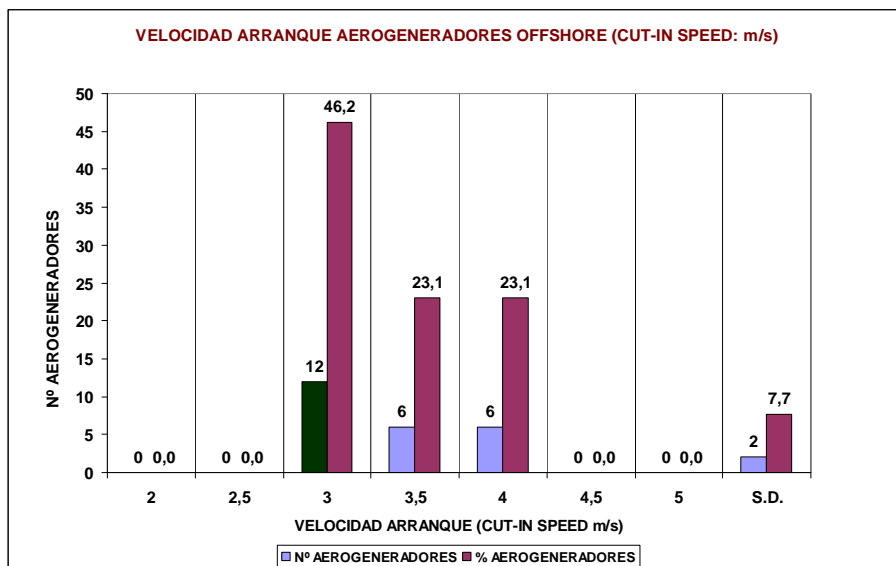


Gráfico 1: Estadística de Velocidades de arranque de los aerogeneradores Offshore (> 100 kW) de los 11 primeros fabricantes mundiales hasta el año 2010 (Fuente: elaboración propia).

- Velocidades de operación a máxima potencia del aerogenerador (Rated Speed): el rango se inicia en 11,5 m/s y llega hasta los 16 m/s. Este es un factor importante ya que indica el rango de la curva de potencia y el punto de inicio de generación de máxima energía.
 - La distribución de velocidades nominales de operación (Rated speed) se muestra en el Gráfico 2: el 69,23 % de los aerogeneradores presentan velocidades de régimen de operación a máxima potencia entre 12 y 15 m/s.

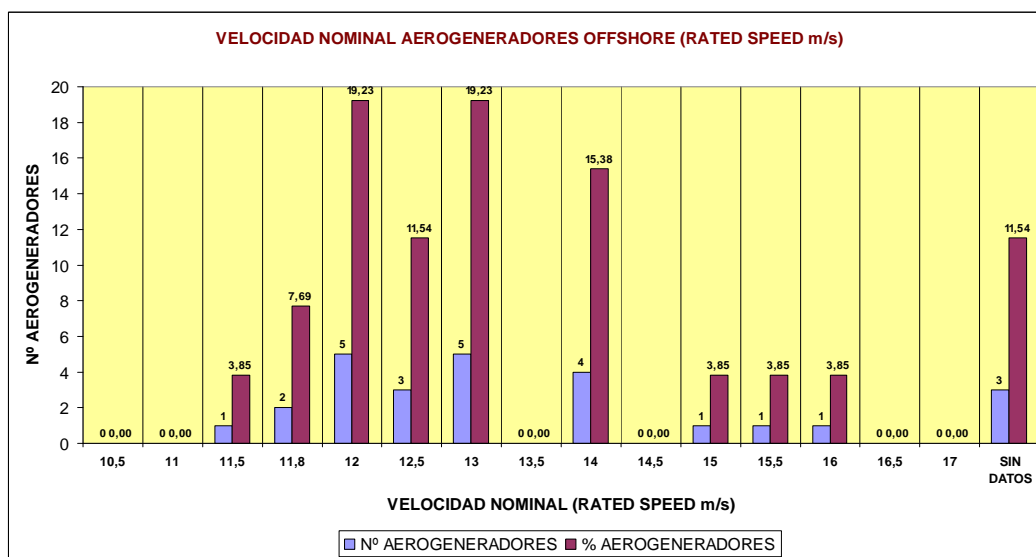


Gráfico 2: Estadística de velocidades a máxima potencia (Rated Speed) de los aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia).

- **Tipología de diámetro de rotor:** es muy diversa y se inicia en diámetros de 70,5 metros y llega hasta los 126 metros (Para aerogeneradores de 6 MW).
 - El estudio de los diámetros de rotor (en metros) por sub-segmentos de potencia nos proporciona los siguientes datos (Gráfico 3):
 - Sub-segmento de 1,5 hasta < 3 MW: desde 70,5 m hasta 101 m.
 - Sub-segmento de 3 MW hasta 4 MW: desde 80 m hasta 115 m.
 - Sub-segmento de >4 MW hasta 6 MW: desde 114 m hasta 126 m.
 - La dispersión de diámetros en cada sub-segmento de potencia es remarcable y no se identifican estandarizaciones en los mismos ni entre los propios fabricantes: influye adicionalmente la Clase de aerogenerador en función del tipo de viento (clases I, II, III, IV y S) y el hecho de que existan muy pocos diseños de aerogeneradores Offshore disponibles en el mercado.

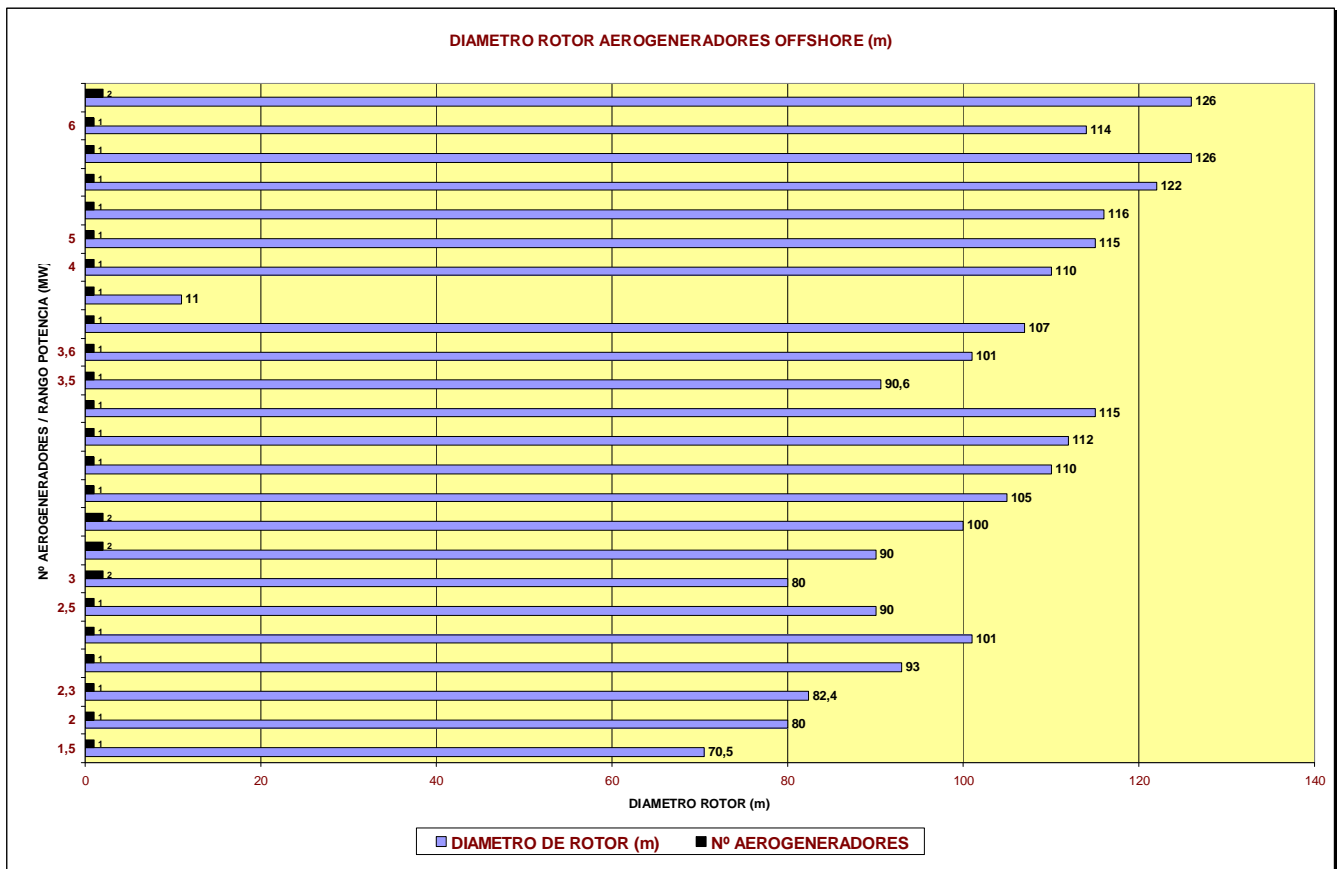


Gráfico 3: Estadística de diámetros de rotor de los aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia).

- **Sistema de control de potencia (Gráfico 4):** del total de aerogeneradores analizados en la investigación, y teniendo en cuenta los dos tipos de sistemas de control de potencia existentes, los resultados obtenidos presentan los siguientes porcentajes totales correspondientes a los rangos de potencias seleccionados.
 - **Sistema de paso fijo:** no se utiliza en ninguno de los aerogeneradores analizados (0% de los casos). A diferencia de los aerogeneradores Onshore donde se utiliza en varios modelos, la tendencia actual es no utilizar el sistema de paso fijo en los aerogeneradores Offshore.
 - **Sistema de paso variable:** se utiliza en el 100 % del total de aerogeneradores Offshore analizado. Se utiliza tanto en los modelos en venta en el mercado desde hace varios años, como en los aerogeneradores Offshore de reciente lanzamiento o en fase de prototipos y además es un sistema utilizado en todo el rango de potencias.
 - Se deduce de los datos investigados la preferencia general de uso del sistema de paso variable y de forma total (100 % de los casos) en todo el rango de potencias de 0,7 a 3,0 MW debido a la mayor versatilidad de adaptación en cuanto a los tipos de clases de viento (altos, medios, bajos), aunque económicamente es más caro que el sistema de paso fijo al incorporar al sistema de giro de las palas mecanismos hidráulicos o eléctricos.

- Tipos de sistema pitch: son los utilizados en los sistemas de control de potencia variable para el accionamiento del ángulo de las palas de los aerogeneradores On-shore. Del total de modelos de aerogeneradores Offshore analizados en la investigación (Gráfico 5) se presentan dos tipos de sistemas.
 - Pitch Hidráulico: es el sistema más tradicional el cual requiere un circuito hidráulico auxiliar. Se utiliza en el 38,5 % del total de aerogeneradores Offshore analizados.
 - Pitch Eléctrico: es un sistema con funcionamiento totalmente eléctrico el cual requiere de unos motores eléctricos los cuales accionan unos cilindros que accionan unas levas que activan el movimiento angular de las palas. Se utiliza en el 61,5 % del total de aerogeneradores Offshore analizados.

Los resultados de la investigación destacan, en función de los datos aportados, la tendencia actual hacia un uso cada vez mayor de los sistemas de pitch eléctricos tanto en los modelos de aerogeneradores Offshore en serie como en los en los nuevos aerogeneradores de prototipos de última generación. El sistema de pitch hidráulico se sigue incorporando todavía en los modelos de fabricantes que en el sector Onshore también los utilizan. Los motivos del predominio de los sistemas de pitch eléctricos vienen motivados por la eliminación de los circuitos hidráulicos y de su mantenimiento, mayor fiabilidad, y ventajas en costes de montaje.

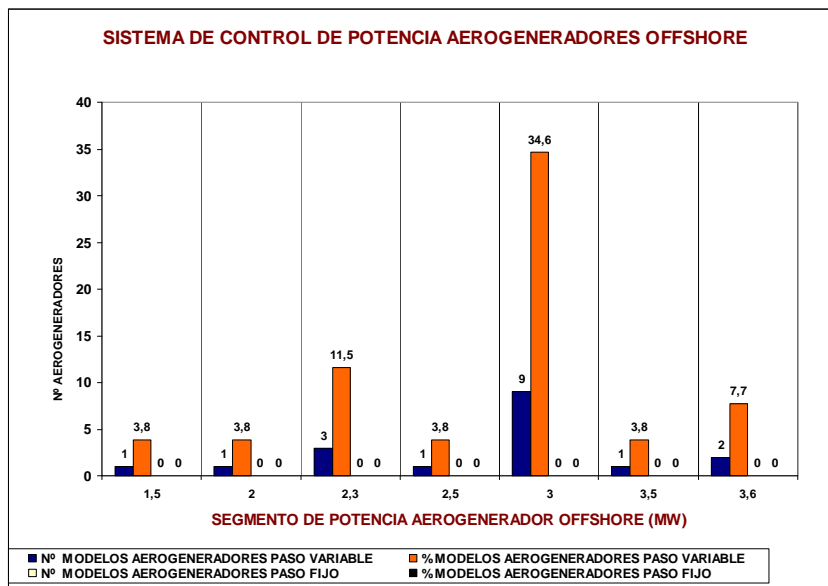


Gráfico 4. Estadística de utilización de los sistemas de control de potencia de aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia).

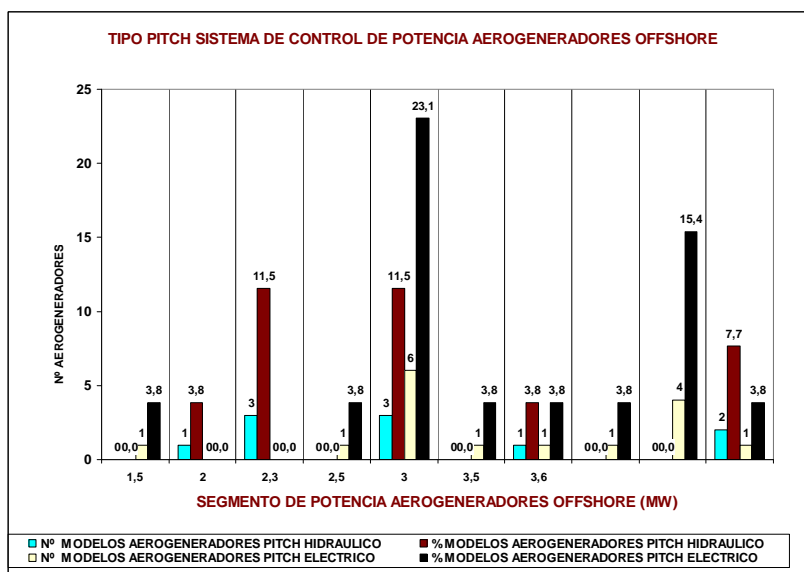


Gráfico 5. Estadística de tipos de sistema pitch para el accionamiento de sistemas de control de potencia de aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia).

- **Sistema de transmisión de la velocidad del eje del rotor (Baja velocidad):** del total de aerogeneradores Offshore analizados en la investigación se presentan dos sistemas principales utilizados en el mercado y son los siguientes (Gráfico 6).
 - **Multiplicadora:** Se utiliza en el 73,1 % del total de modelos de aerogeneradores Offshore analizados. Indicar que en los modelos actuales, y debido a que los diseños Offshore están basados en los de aerogeneradores Onshore, la utilización de multiplicadora es un concepto de diseño muy extendido.
 - **Sistema Direct Drive o Accionamiento Directo** (El eje del rotor es a su vez el rotor del generador y no disponen de multiplicadora): Se utiliza en el 26,9 % del total de modelos de aerogeneradores Offshore analizados. En el rango de potencias de los aerogeneradores Offshore a partir de potencias mayores de 3 MW su uso comienza a ser general por parte de los fabricantes. Se trata de una tecnología menos utilizada debido a una mayor complejidad técnica, mayores incertidumbres técnicas en cuanto a conocimiento por parte de los fabricantes de aerogeneradores y a unos costes todavía superiores a los de sistemas con multiplicadoras. Ver punto 1.2.3.3. (Mercado global: tendencias y demandas técnicas) donde se indica información adicional respecto a la tecnología Direct Drive (Accionamiento Directo).

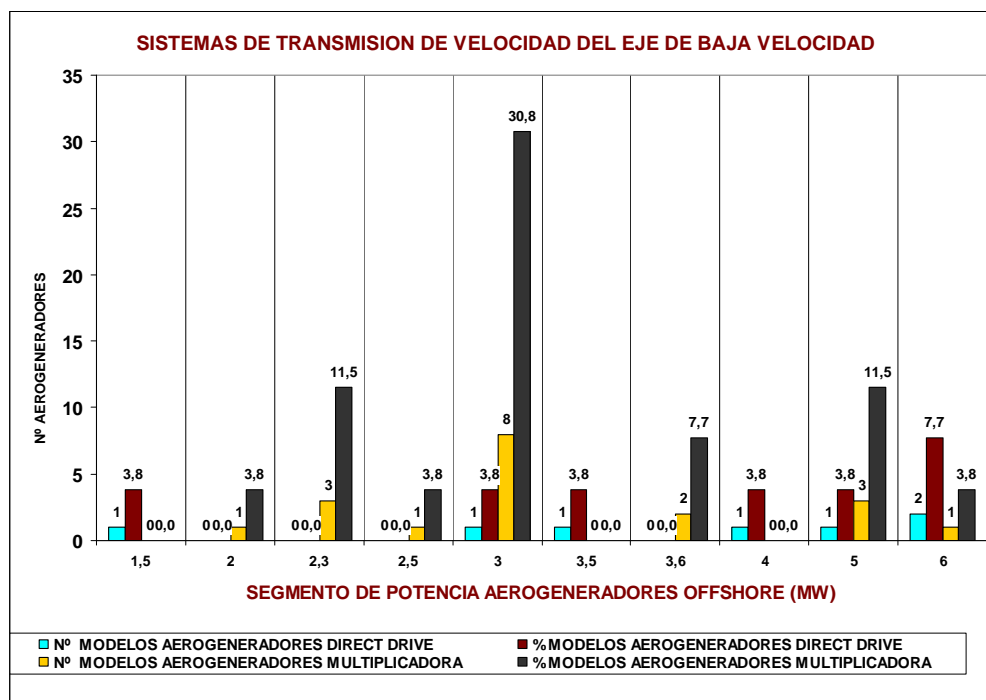


Gráfico 6. Estadística de sistemas de transmisión de la velocidad del eje de baja de los aerogeneradores Offshore de fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia).

- **Tipo de torre (Gráfico 7):** del total de aerogeneradores analizados en la investigación se presentan varios tipos de torre utilizados en el mercado de los aerogeneradores On-Shore y los datos sobre las tipologías de torres son descritas a continuación.
 - **Torre de acero:** 92 % del total de modelos analizados montan torres de acero (24 modelos de aerogenerador presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores Offshore analizados).
 - **Torre de celosía:** 0 % del total de modelos analizados montan torres de celosía (ningún modelo de aerogenerador presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores Offshore analizados).
 - **Torre Híbrida (hormigón y acero):** 4 % del total de modelos analizados montan torres híbridas de acero y hormigón (1 modelo presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores Offshore analizados).
 - **Torre Híbrida (acero y celosía):** 0 % del total de modelos analizados montan torres híbridas de acero y estructura metálica de celosía (ningún modelo presenta este tipo de torre en el rango de aerogeneradores Offshore analizados).
 - **Torre de Hormigón:** 4 % del total de modelos analizados (1 modelo presenta este tipo de torre de hormigón en el rango de aerogeneradores analizados).

Como conclusión preliminar respecto a los diseños disponibles hasta el año 2010, se debe indicar la predominancia total de las torres de tipo de acero sobre el resto de modelos. Como causas fundamentales de esta situación están los costes competitivos de las torres de acero para tamaños pequeños y medianos de aerogeneradores On-shore y para alturas de hasta 100 metros. La tendencia actual es la utilización de torres de acero, aunque a medida que se vaya incrementando el tamaño y potencia de los aerogeneradores Offshore y debido a los costes de materiales metálicos, las torres híbridas (Acero y hormigón) y las torres

de hormigón, para aerogeneradores de más de 3 MW de potencia y más de 100 metros de altura, se perfilan como los modelos de referencia debido a la reducción de costes asociada. Otros tipos de torre, como los modelos de torre de celosía e híbrido celosía-torre de acero, no se han utilizado hasta la fecha en aerogeneradores Offshore instalados hasta la actualidad.

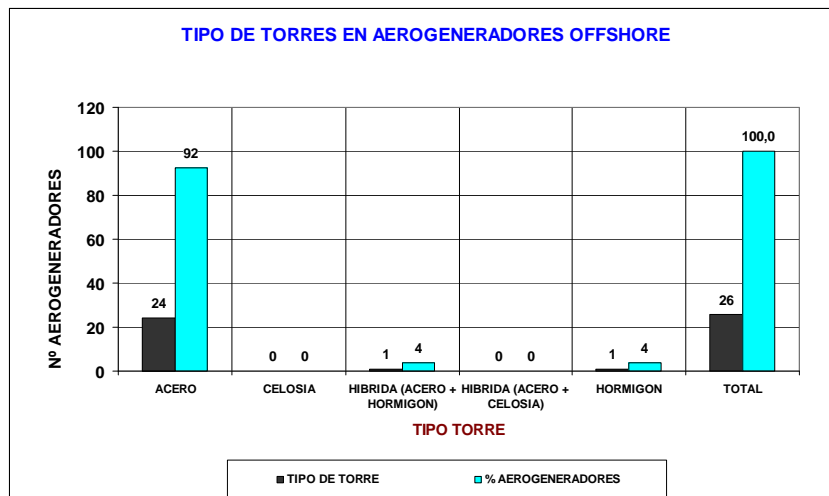


Gráfico 7. Estadística de los tipos de torre utilizados en los aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia).

- **Altura de torre:** es un parámetro técnico relacionado directamente con la potencia de cada modelo de aerogenerador (a mayor altura mayor potencia proporcional del aerogenerador) e indirectamente con el diámetro del rotor. El estudio de alturas de torre por sub-segmentos de potencia del total de aerogeneradores Offshore analizados en la investigación nos proporciona los siguientes datos en cuanto a valores máximos y mínimos de alturas en metros por rangos de potencias (Gráfico 8) así como la distribución de alturas de las torres en metros y número de unidades en cada altura (Gráfico 9):
 - Sub-segmento de potencia hasta < 3 MW: el rango de alturas de torre se inicia en 60 m y llega hasta los 101 m.
 - Sub-segmento de potencia desde 3 MW hasta 4 MW: el rango de alturas de torre se inicia en 80 m y llega hasta los 110 m.
 - Sub-segmento de potencia > 4 MW: el rango de alturas de torre se inicia en 80 m y llega hasta los 135 m.

Indicar que en los emplazamientos marinos la ausencia de accidentes geográficos hace que las turbulencias del viento sean mucho menores y que a alturas más bajas de torre se consigan resultados de rendimientos de potencia en W / m² más satisfactorios que en instalaciones en tierra.

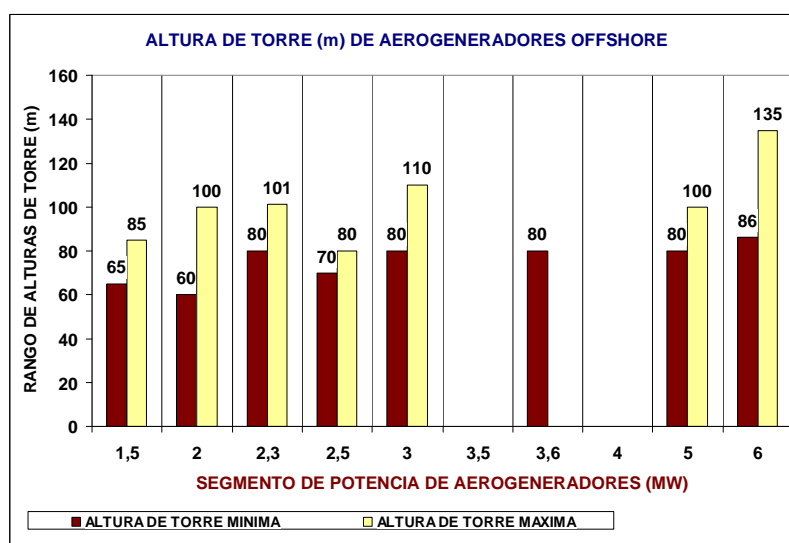


Gráfico 8. Estadística de las alturas de torre máxima y mínima por segmentos de potencia utilizados en los aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia).

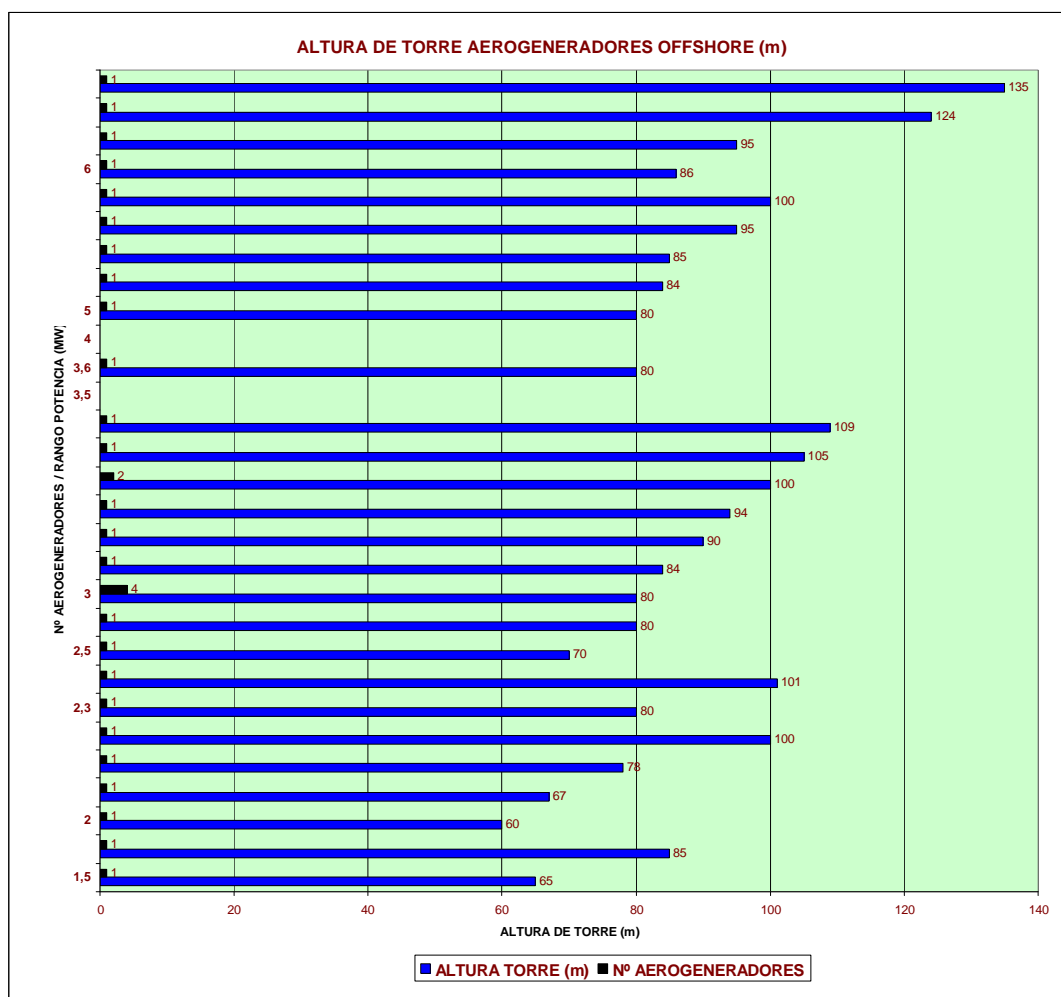


Gráfico 9. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores Offshore (> 100 kW) por segmentos de potencia de los fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

De los resultados de la investigación, y de igual modo que los datos investigados en los aerogeneradores instalados en tierra, en cuanto a alturas de torre y rangos de potencia de los aerogeneradores Offshore se observa una dispersión importante y una falta de estandarización en las alturas de torre utilizadas por los diferentes fabricantes lo cual conlleva la creación de un espectro muy amplio en número de referencias diferentes para este componente y su consiguiente incremento en costes tanto si se fabrica internamente o en un suministrador externo de torres. Como consecuencia de ello se incrementan los costes y tiempos de diseño de torres y se minimizan las economías de escala incrementándose los costes de fabricación al existir multitud de referencias diferentes de tramos de torres y de torres terminadas.

En relación a la altura de la torre, el diámetro del rotor, la Clase de aerogenerador (en función de la velocidad del viento del emplazamiento) y la potencia del aerogenerador se establecen relaciones adicionales cuyos datos recopilados en la investigación referentes a los modelos de aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales se muestran en la Tabla 10 y en el Gráfico 11 (Altura de torre y diámetros de rotor).

De los datos obtenidos en la investigación mostrados en la tabla de los Gráficos 10 y 11 se observa que existe una gran dispersión de alturas de torre y de diámetros de rotor para las diferentes potencias utilizados por los diferentes fabricantes de aerogeneradores Offshore: se repite la misma pauta que la identificada en el caso de aerogeneradores Onshore. Asimismo no se observan procesos de estandarización en ambos parámetros en los diferentes fabricantes sino que todo indica que se diseña y fabrica en función de las adaptaciones solicitadas por los clientes (“customización”) lo cual nos lleva a una situación de pérdida de las economías de escala en el diseño y en la fabricación de las torres como se ha mencionado anteriormente.

Otro parámetro técnico fundamental en relación a la altura de la torre y diámetro del rotor de un aerogenerador es el de la “Clase” del aerogenerador en función del tipo de viento del emplazamiento (en este caso para la misma potencia se requieren mayores diámetros de rotor para las Clases IIIA, IIIB de vientos débiles lo cual a su vez es una influencia en el parámetro de la altura de la torre y en el propio diseño del aerogenerador Offshore en cuanto a cargas de diseño).

POTENCIA AEROGENERADORES OFFSHORE (MW)	ALTURA TORRE (m)	DIAMETRO ROTOR (m)	POTENCIA (MW)	CLASE
1,5	65	70,5	1,5	IIA
1,5	85	70,5	1,5	IIA
2	60	80	2	IA
2	67	80	2	IA
2	78	80	2	IA
2	100	80	2	IA
2,3	80	82,4	2,3	IA
2,3	80	93	2,3	IIA
2,3	101	101	2,3	IIA-III A
2,5	70	90	2,5	IA-IIA-III A
2,5	80	90	2,5	IA-IIA-III A
3	80	101	3	IA
3	100	101	3	IA
3	80	80	3	IA-IIA
3	90	80	3	IA-IIA
3	105	80	3	IA-IIA
3	84	112	3	IIA-III A
3	94	112	3	IIA-III A
3	109	112	3	IIA-III A
3	80	90	3	IIA-III A
3	100	100	3	IIA-III A
3	80	90	3	IA
3	90	90	3	IA
3	80	100	3	IIA
3	90	100	3	IIA
3	100	100	3	IIA
3	110	100	3	IIA
3	80	105	3	IIA
3	90	105	3	IIA
3	100	105	3	IIA
3	110	105	3	IIA
3	90	110	3	III A
3	100	110	3	III A
3	110	110	3	III A
3	90	115	3	III A
3	100	115	3	III A
3	110	115	3	III A
3,5	-	90,6	3,5	IA
3,6	80	107	3,6	IIA
3,6	-	111	3,6	S
4	-	110	4	IB
5	80	122	5	IA
5	84	116	5	IA
5	85	126	5	IB
5	100	115	5	-
6	86	126	6	IB
6	95	126	6	IB
6	124	114	6	-
6	135	126	6	-

Tabla 10. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores Off-shore (> 100 kW) relacionadas con el diámetro del rotor, la potencia y la Clase de aerogenerador. Datos de los fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

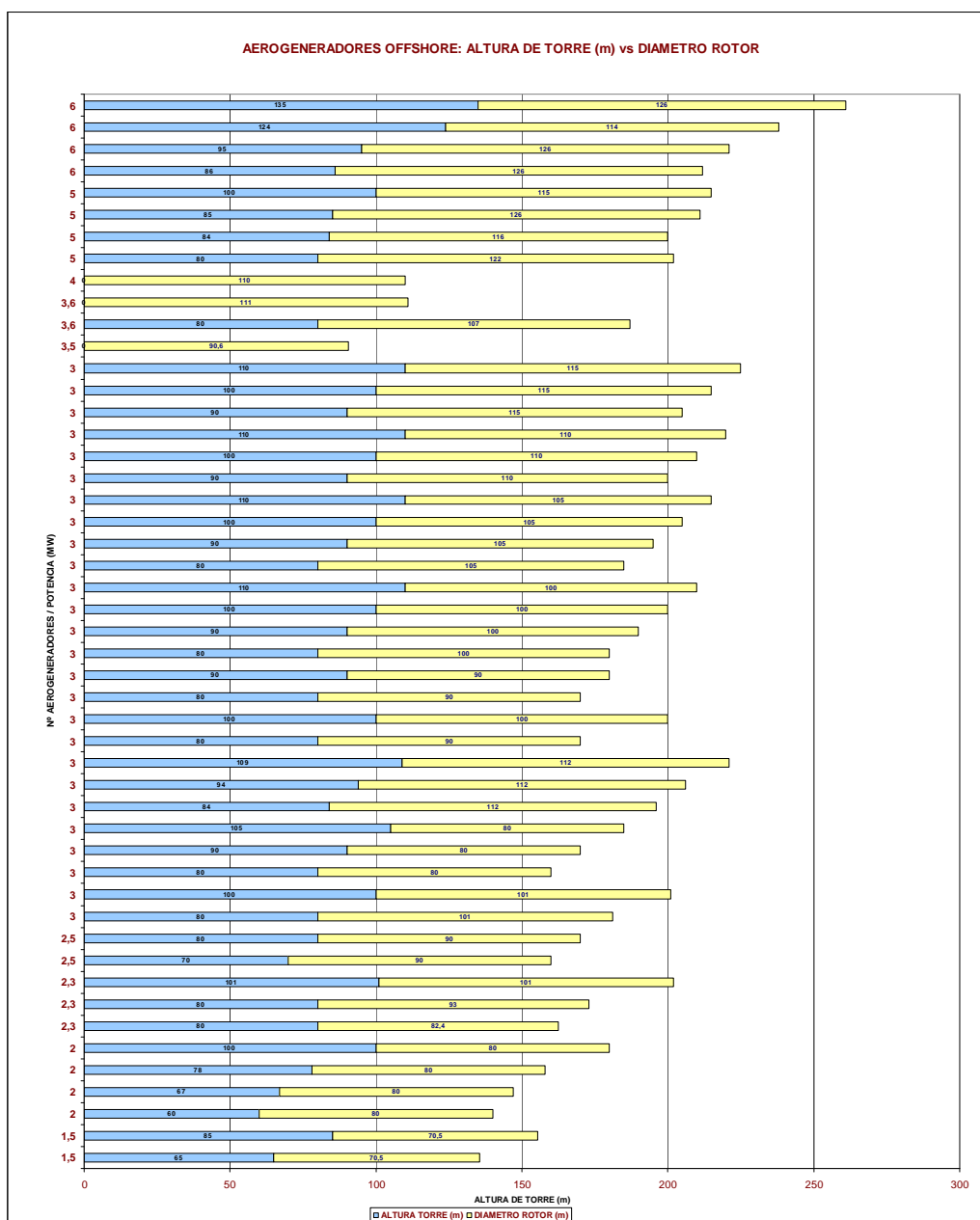


Gráfico 11. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores Offshore (> 100 kW) relacionadas con el diámetro del rotor. Datos de los fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

- **Tipo de plataforma (Gráfico 12):** del total de aerogeneradores Offshore analizados en la investigación se presentan varios tipos de plataforma marina utilizados en los productos actuales. Los diseños de plataformas sobre las cuales se monta el aerogenerador presentan una tipología según la clasificación siguiente (ver punto 1.3.1.1.2 *Plataformas flotantes de aerogeneradores Offshore* con una descripción detallada de cada una de ellas):
 - Plataformas fijadas al fondo marino: estas se subdividen a su vez en los tipos siguientes.
 - Mono-pilote.
 - Base de cimentación por gravedad.
 - Estructura metálica tipo celosía (Jacket).
 - Trípode / Cuadrípode.
 - Plataformas flotantes: estas se subdividen a su vez en los tipos siguientes.
 - Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado (Concepto “Spar Buoy” y también aplicable al concepto “Spar/Tension leg”).
 - Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado (Concepto “Tension leg”).
 - Plataforma flotante en superficie estabilizada (Concepto “Buoyancy stabilized / Barge”).
- Según los datos aportados por la investigación los resultados sobre el tipo de plataformas que se instalan en los modelos actuales de aerogeneradores Offshore analizados son los siguientes: los tipos de plataformas

para aguas poco profundas o profundidades medias son los predominantes con las de tipo monopilote (46% del total de casos analizados); tipo de base de gravedad (31% del total de casos analizados); tipo de estructura metálica (Jacket) (8% del total de casos analizados); tipo trípode (8% del total de casos analizados); las plataformas de tipo flotante no se utilizan en los modelos analizados, aunque existen en actualidad diferentes modelos en fase de prototipos ensayándose en emplazamientos marinos (ver punto 1.3.1.1.2 Plataformas flotantes de aerogeneradores Offshore).

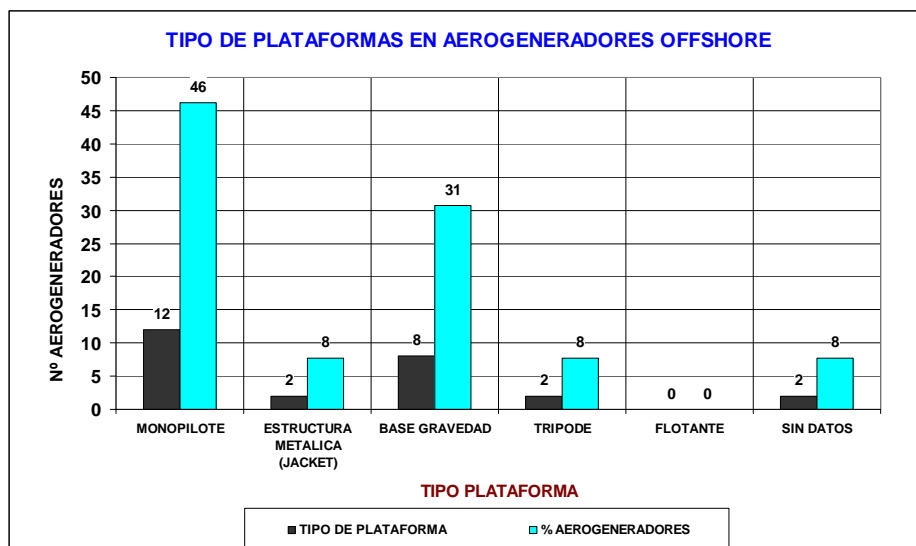


Gráfico 12. Estadística de los tipos de plataforma utilizados en los aerogeneradores Offshore de los fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia).

- **Velocidad de giro del rotor** (Gráfico 13): es una característica técnica relacionada directamente con la potencia de cada modelo de aerogenerador. Se observa que a mayor potencia del aerogenerador menor velocidad de giro del rotor debido fundamentalmente a razones de tipo constructivo y al aumento del diámetro del rotor con la potencia lo cual hace que la citada velocidad sea menor con el incremento de la potencia.

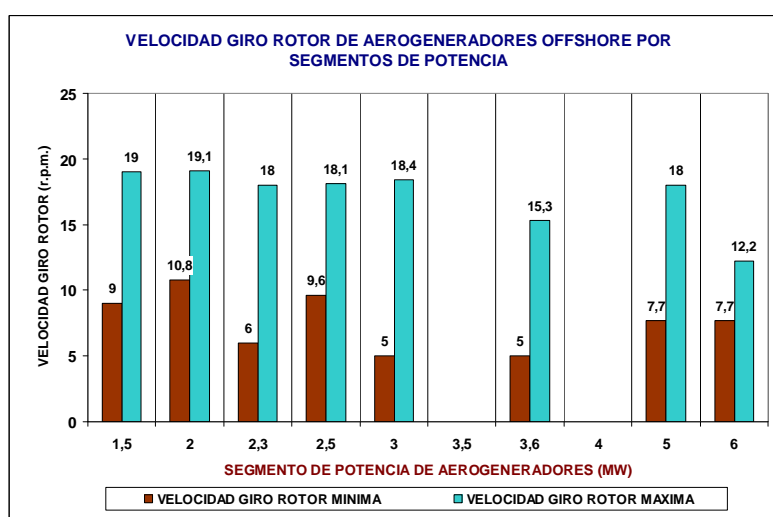


Gráfico 13. Estadística de las velocidades de giro de rotor (máxima y mínima) según los rangos de potencias utilizados en los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

- **Transformadores:** los transformadores de potencia de los aerogeneradores Offshore son un componente de gran importancia técnica debido a su función de transformación de tensión para conectarse con la celda de transformación de la subestación situada en el parque eólico marino y posteriormente mediante un cable submarino que llega a la costa poderse realizar la conexión a la red. En cuanto a la tipología aplicable para los aerogeneradores existen dos tipos de tecnología de transformadores: seco (con bobinas encapsuladas) y líquido

(ester sintético o natural o silicona). De los resultados de la investigación se observan, según los datos del Gráfico 14, los siguientes aspectos:

- Predominio del uso de los transformadores de tipo seco en todos los rangos de potencia, excepto en grandes aerogeneradores de 6 MW. Las causas de su mayor utilización están en la falta de mantenimiento de los mismos y en la inexistencia de riesgo de incendio debido a inflamación de los materiales. No obstante los transformadores de tipo líquido actuales han eliminado estas desventajas y además presentan unos costes más competitivos. Hay que remarcar la utilización de los transformadores de tipo líquido en los aerogeneradores Offshore de mayor potencia (> 3,5 MW).
- La ubicación preferente de los transformadores en el aerogenerador (Gráfico 15) es en la nacelle hasta los rangos de potencia del entorno de los 3,6 MW. A partir de 4 MW la ubicación en la base de la torre comienza a predominar, debido a que en grandes aerogeneradores se tiende a minimizar los costes de mantenimiento, masas en la zona de nacelle, y el acceso es más fácil en la base de la torre. Hay que indicar que existe una reducción de costes relevante y una mayor simplicidad del diseño a favor de los transformadores ubicados en la base de la torre.

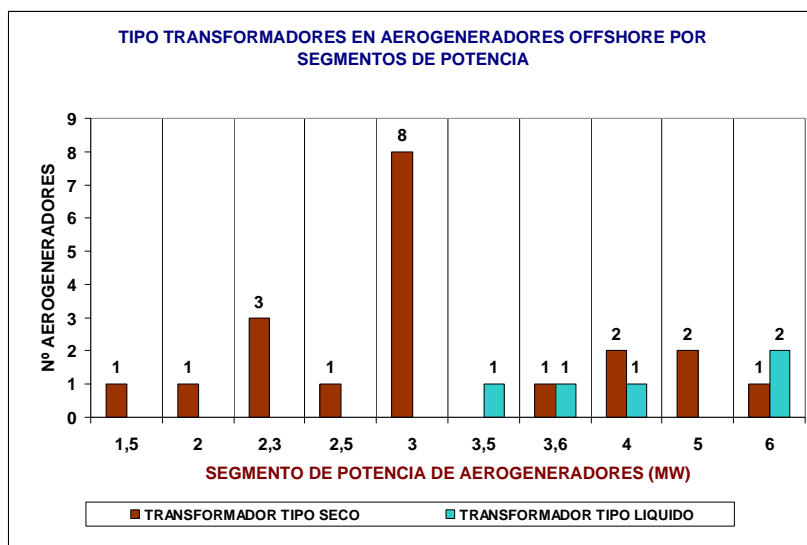


Gráfico 14. Estadística de los tipos de transformador montados según los rangos de potencias de los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

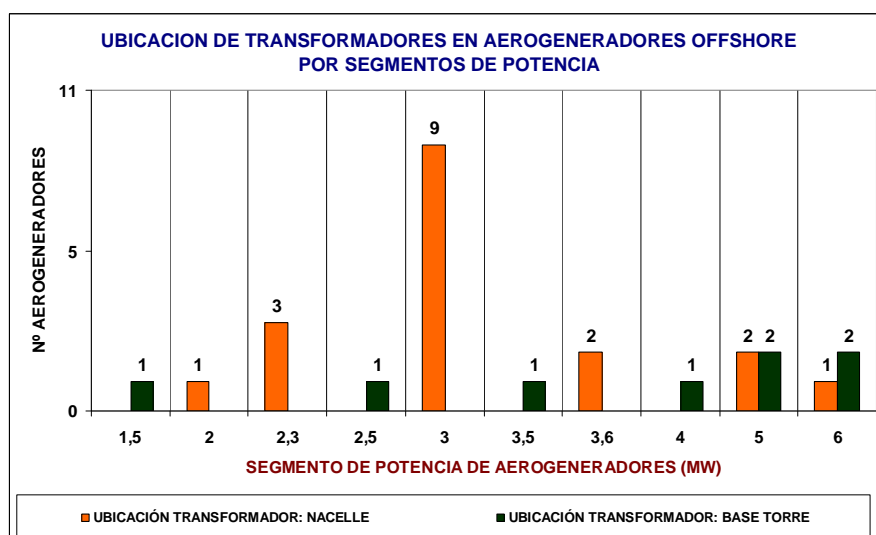


Gráfico 15. Estadística de la ubicación de los transformadores según los rangos de potencias de los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

- Convertidores de potencia (Gráfico 16): los convertidores de potencia utilizados en los aerogeneradores Offshore son mayoritariamente de dos tipos (Tipo DFIM o doblemente alimentado y Full Converter). El predominio en cuanto a uso por parte de los fabricantes es el del Tipo DFIM o doblemente alimentado y ello

viene motivado por sus costes (mucho más baratos que los de tipo Full Converter) y el pertenecer a una tecnología más madura y conocida. El tipo de convertidor Full Converter presenta la ventaja de proporcionar más funcionalidades desde el punto de vista técnico, como por ejemplo el cumplimiento de los requisitos de huecos de tensión en la red: su utilización va directamente unida al uso de generadores de imanes permanentes, los cuales se están comenzando a utilizarse en aerogeneradores Offshore de grandes potencias (> 3 MW).

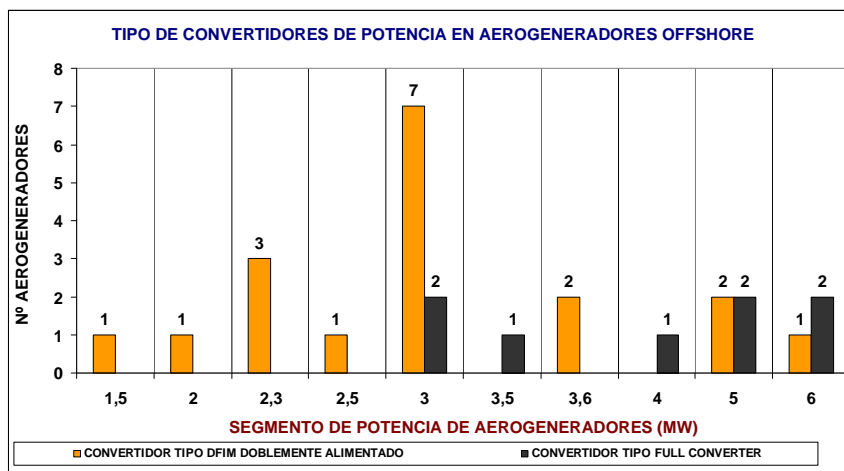


Gráfico 16. Estadística del tipo de convertidor de potencia utilizado según los rangos de potencias de los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

- Generadores eléctricos:** los generadores eléctricos son un componente crítico y en la aplicación para aerogeneradores Offshore presentan varias tipologías en función de la clase de configuración y sistema de bobinados de los mismos. El resultado de la investigación en cuanto a tipología de generadores eléctricos utilizados por los principales fabricantes de aerogeneradores Offshore se muestra en el Gráfico 17. Se observa, en general, una gran dispersión en la utilización de diferentes tecnologías aunque los modelos del tipo generador asíncrono doblemente alimentado son los más utilizados en número en el total de los rangos de potencias analizados. El motivo por el que estos generadores asíncronos doblemente alimentados sean los más utilizados debido a que disponen de una tecnología convencional y muy probada desde el punto de vista de operación para aplicaciones eólicas. No obstante para grandes potencias de aerogenerador Offshore (> 3 MW) se constata la utilización actual de generadores eléctricos de imanes permanentes y, como se verá al final del capítulo en el apartado de tendencias tecnológicas, en el futuro serán cada vez más numerosos al ir asociados a la utilización de convertidores Full Converter los cuales cumplen todos los requisitos de códigos de red; asimismo destaca la baja utilización en los diseños actuales de generadores del tipo Direct Drive.

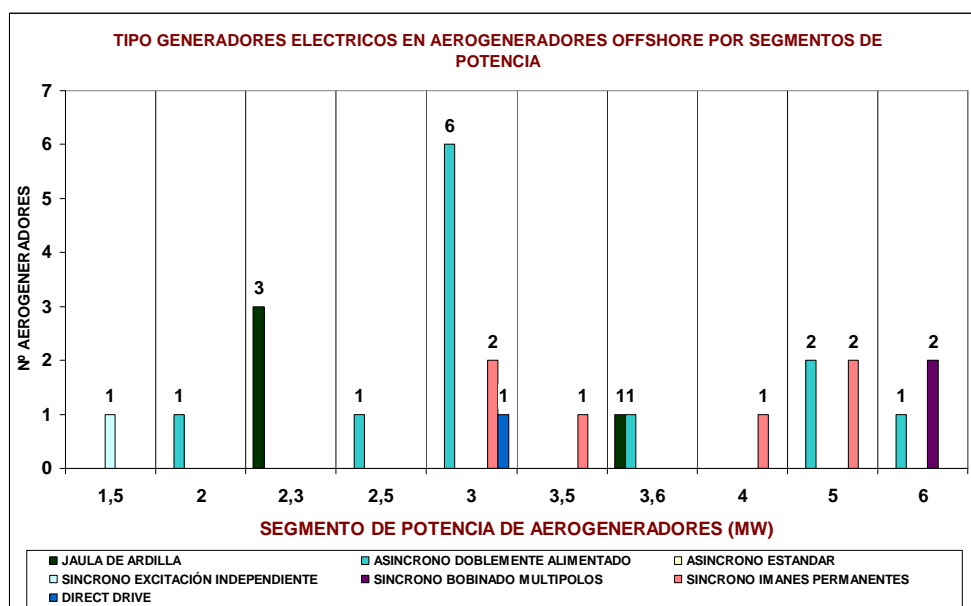


Gráfico 17. Estadística del tipo de generador eléctrico utilizado según los rangos de potencias de los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

- **Palas (Gráfico 18):** las palas de los aerogeneradores Offshore se han analizado y evaluado en cuanto a sus características físicas y de composición de materiales en relación a la potencia del aerogenerador y se han clasificado en los diferentes segmentos de potencia de los aerogeneradores. Los resultados obtenidos en la investigación se indican a continuación:
 - **Longitud de pala en relación al peso de la pala (ratio longitud-peso):** a mayor ratio en valor indica que la relación entre la longitud de la pala y el peso de la misma está alejado del objetivo ideal de costes cuando se compara una pala con palas de otros competidores (un valor de ratio alto indica que aumenta el peso de la pala en exceso en relación con la longitud de la misma, incrementándose los costes generales del aerogenerador: ver punto de Nuevas tecnologías y aplicaciones. Cuanto más bajo sea el ratio dentro de su categoría indica que el diseño está más optimizado y el peso de la pala se ha reducido en relación a la longitud de la misma y se ha mejorado a la baja la relación de pesos del aerogenerador y por lo tanto sus costes finales). Los datos disponibles de la investigación muestran que en los rangos de menores potencias el ratio es mayor a medida que se va incrementando la potencia de los aerogeneradores Offshore y el ratio disminuye en general como tendencia: por lo tanto se puede deducir que existe potencial de optimización de las relaciones entre pesos y longitudes de palas, y si se consigue reducir el ratio se podrían obtener reducciones de costes por medio de la optimización de pesos de la pala.

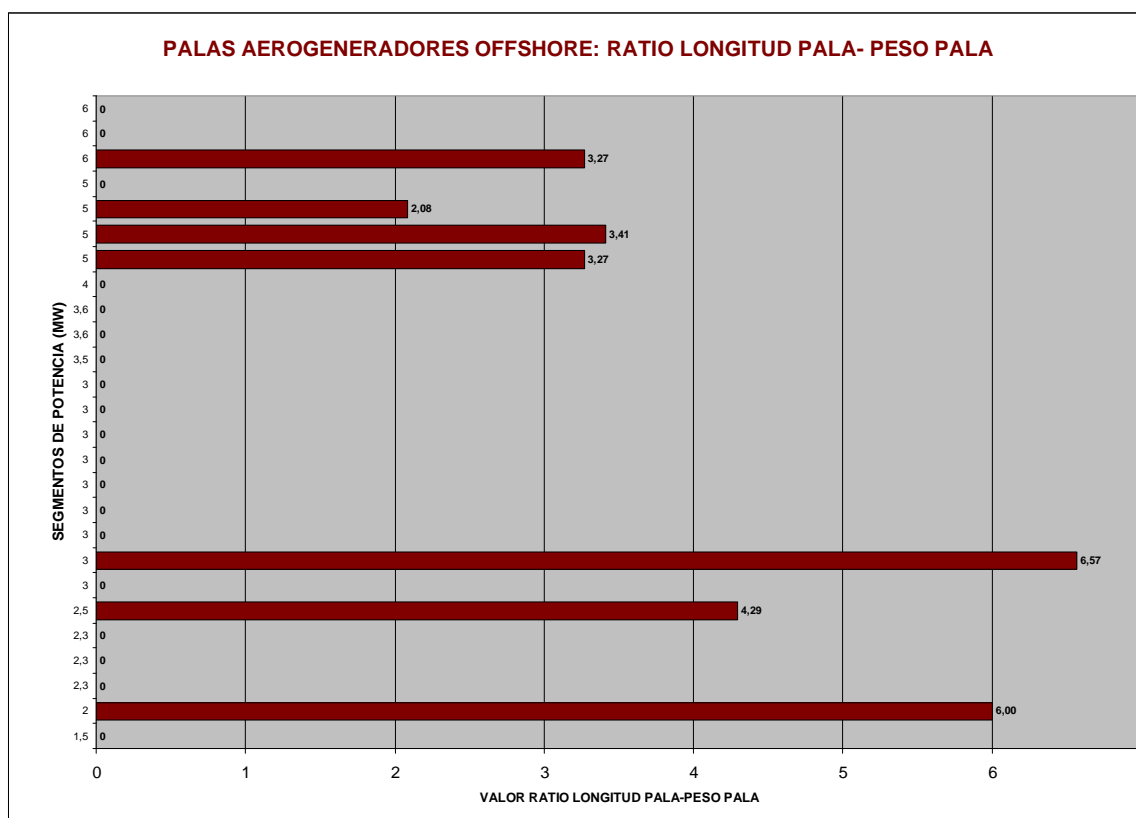


Gráfico 18. Estadística del ratio de longitud de pala-peso de pala del total analizado en los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (valores igual a 0 indican sin datos del fabricante) (Fuente: elaboración propia).

- **Longitudes de las palas y pesos de pala:** En el Gráfico 19 se evalúan, sobre los datos disponibles de los fabricantes de aerogeneradores Offshore, la relación entre las longitudes de las palas y los pesos de las mismas. En función de los datos obtenidos en la investigación, se identifica que existen algunos modelos de pala con pesos significativamente superiores a otros modelos de longitud similar: esto es un factor de estudio y de mejora en cuanto a optimización de diseños y de costes a ser tenido en cuenta por los fabricantes para los nuevos proyectos.

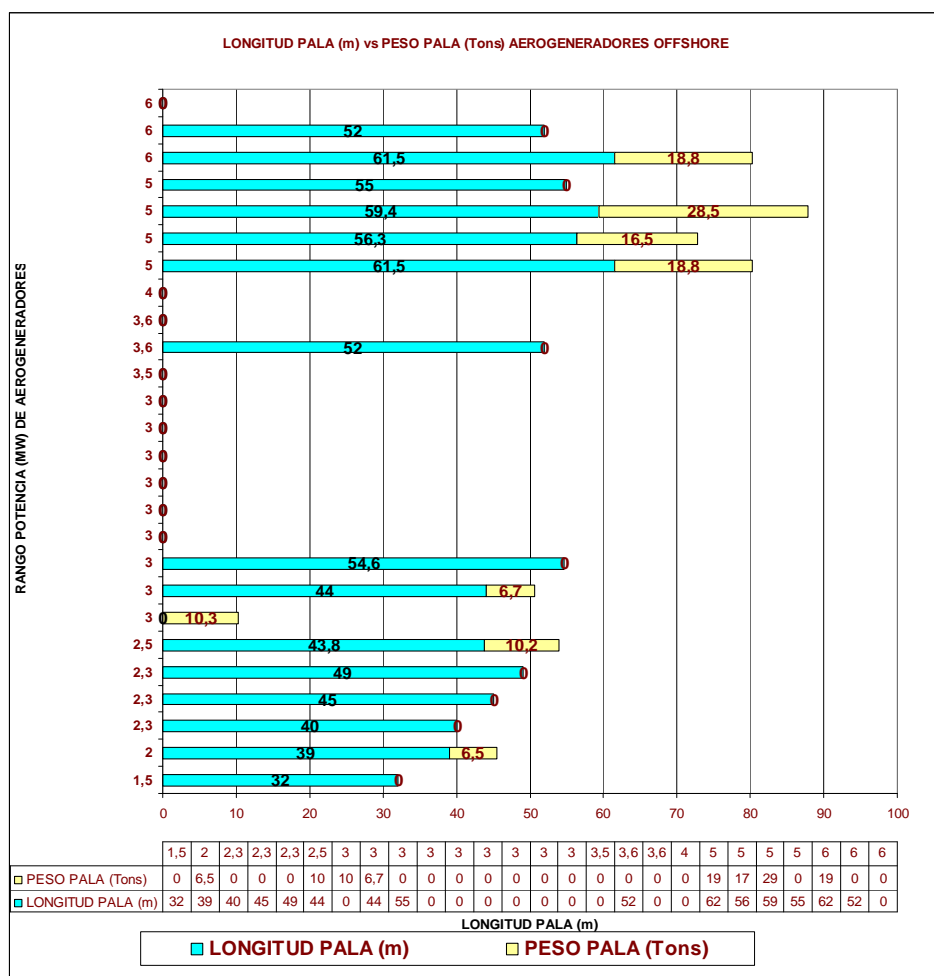


Gráfico 19. Estadística de longitudes de pala-peso de pala del total analizado en los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (valores igual a 0 indican sin datos del fabricante) (Fuente: elaboración propia).

- **Pesos** (Gráfico 20 y Gráfico 21): de los datos de los aerogeneradores Offshore analizados se han realizado unas tablas comparativas incluyendo los datos de los pesos (en toneladas) de los siguientes sistemas del aerogenerador relacionándolos a su vez con el diámetro del rotor y con el rango de potencias de cada modelo de aerogenerador Offshore.
 - Peso de la nacelle.
 - Peso de las 3 palas.
 - Peso de la torre.
 - Peso del rotor.
 - Peso del aerogenerador completo.

En las fuentes consultadas durante la investigación, el peso de las plataformas marinas no presenta datos completos del conjunto de la plataforma y de los componentes anexos (pieza de transición, pilotes de anclaje al fondo marino, etc.), por lo que los mismos no se incluyen como parte de la tesis doctoral.

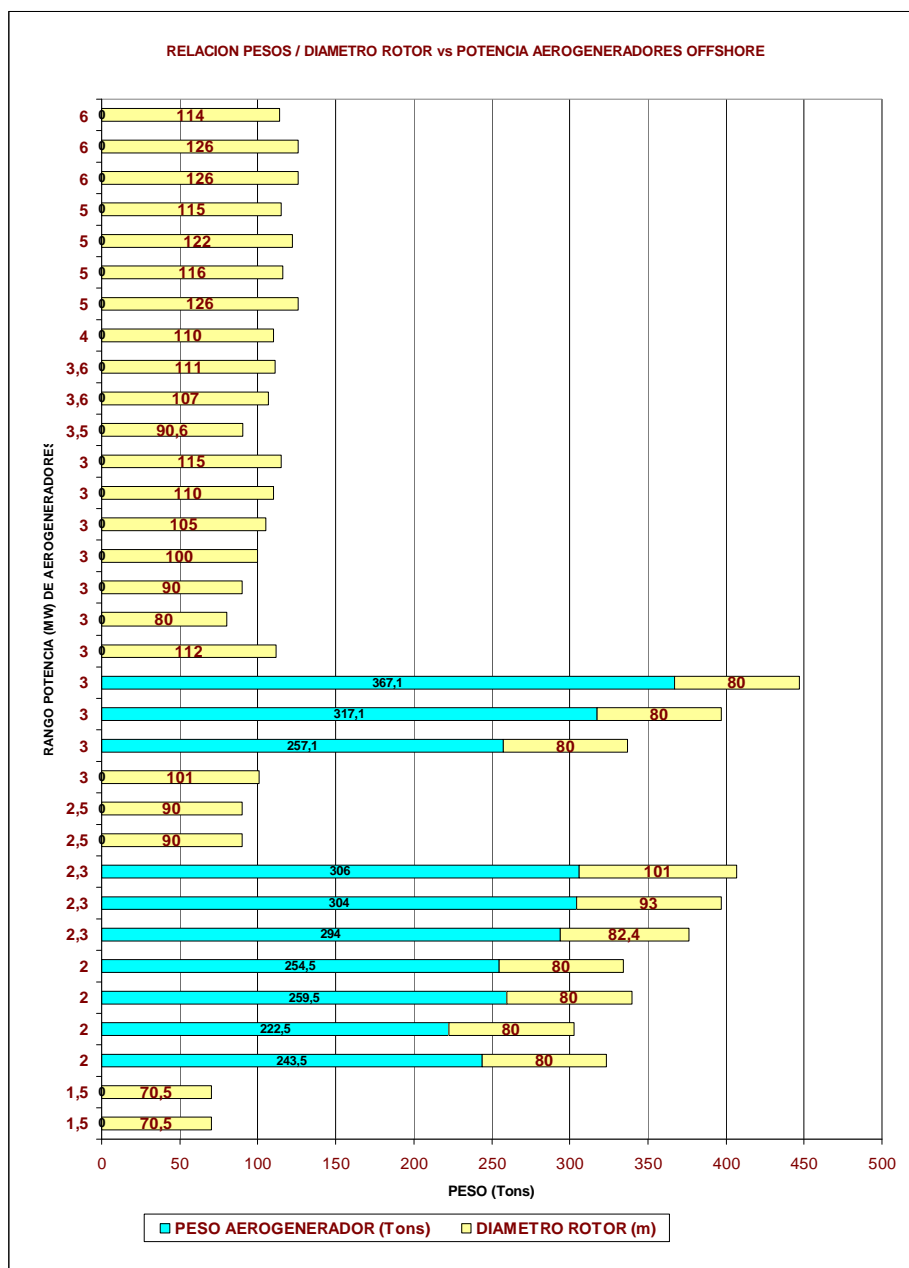


Gráfico 20. Estadística de peso total del aerogenerador en relación al diámetro de rotor del total analizado en los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (valores igual a 0 indican sin datos del fabricante) (Fuente: elaboración propia).

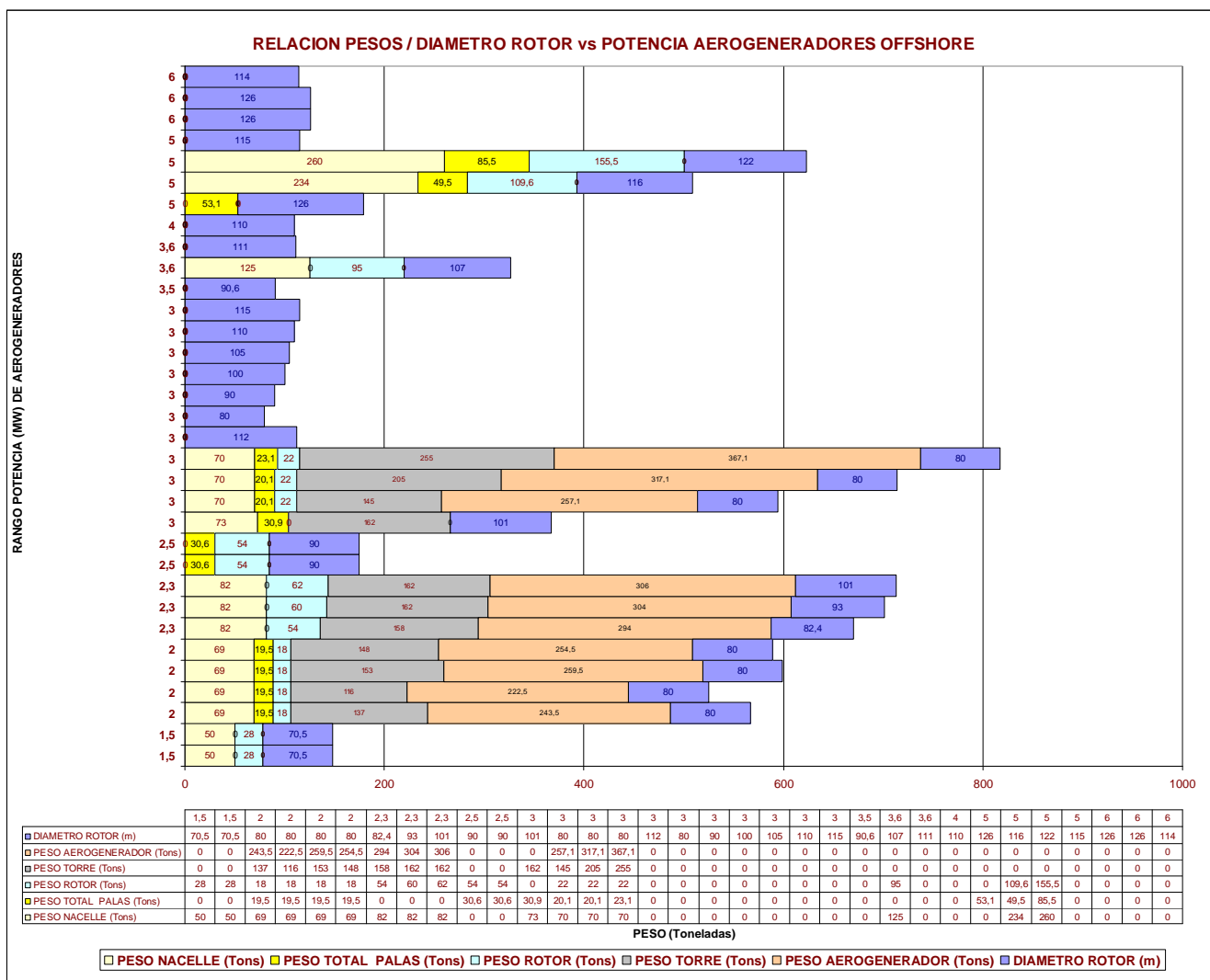


Gráfico 21. Estadística de pesos de componentes del aerogenerador en relación al diámetro de rotor del total analizado en los aerogeneradores Offshore (> 100 kW). Datos de los fabricantes mundiales (valores igual a 0 indican sin datos del fabricante) (Fuente: elaboración propia).

De los datos finales obtenidos (ver Gráfico 20 y Gráfico 21) se identifica que existe variabilidad en los pesos totales de los aerogeneradores entre los modelos de diferentes fabricantes en relación a sus diámetros de rotor (diferentes pesos totales de aerogenerador para el mismo diámetro de rotor). Estos datos indican preliminarmente el elevado potencial de mejoras en cuanto a re-diseño de pesos de componentes (torre, pala, nacelle, rotor) y de procesos de estandarización a nivel de diseño y fabricación de componentes. Las mismas conclusiones preliminares se obtienen del Gráfico XX donde se identifican las variabilidades completas, según los datos disponibles en la investigación, en cuanto a pesos de los principales componentes y del peso del aerogenerador Offshore completo en relación al diámetro del rotor.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.3.1.2. Características técnicas de diseño de detalle de un aerogenerador Offshore.

En el Anexo 2.4.3.1.2. se presenta el resultado de la investigación por parte del autor en relación a los tipos de cargas mecánicas de diseño, cargas de diseño asociadas a las condiciones marinas, cargas de diseño asociadas a las plataformas marinas, la monitorización de cargas de diseño y los criterios de diseño de un aerogenerador Offshore. Esta parte de la investigación está basada en la bibliografía consultada la cual se referencia en el presente anexo 2.4.3.1.2.

2.4.3.1.2.1. Tipos de cargas de diseño.

Las cargas de los aerogeneradores Onshore se especifican en el apartado *Tipos de cargas de diseño* y son de aplicación sobre los aerogeneradores Offshore, los cuales a su vez están sujetos a unas cargas específicas debido a la diferente tipología de la cimentación (plataformas marinas en vez de cimentaciones en tierra) y por las condiciones de viento y condiciones medioambientales del emplazamiento en el entorno marino.

Las condiciones genéricas de trabajo de un aerogenerador Offshore están sujetas a una serie de *condicionamientos de tipo climático y meteorológico* (condiciones de viento, turbulencias, estelas, rayos, hielo, etc.), *condiciones hidrológicas del entorno marino* (olas, corrientes marinas, mareas, altura extrema de las olas, nivel del agua, hielo, crecimiento biológico de organismos en las plataformas, movimientos y arrastres del fondo marino, etc.), *condiciones de fuerzas aeroelásticas y aerodinámicas*, *condiciones de fuerzas hidrodinámicas*, *interacciones entre el suelo marino y la plataforma*, *condiciones de cargas* (dinámicas, estáticas, gravitacionales, de inercia, de accionamiento, del hielo, etc.): en la Figura 1 se presenta un esquema general con los principales factores técnicos que afectan a un aerogenerador Offshore en operación, los cuales se describen en detalle en el presente apartado.

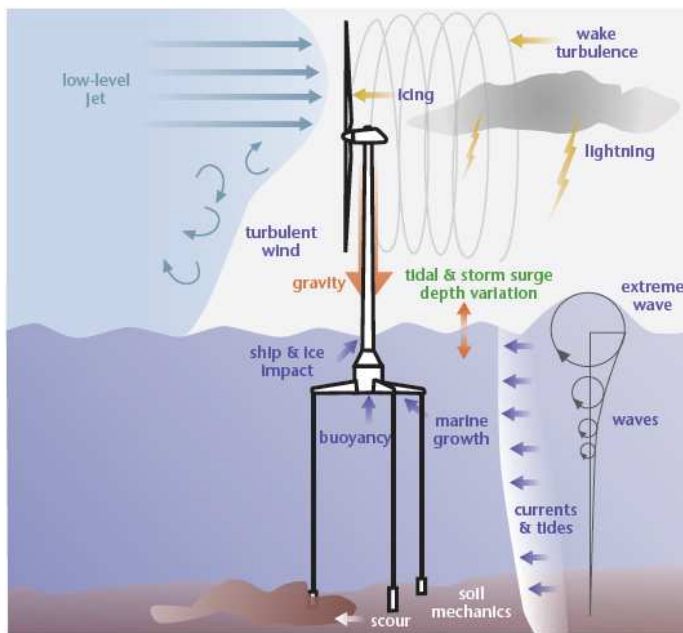


Figura 1. Esquema general de los parámetros técnicos generales que tienen influencia en las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore (Fuente: Department of Energy (DOE) USA).

Las cargas de diseño específicas de un aerogenerador Offshore están influenciadas por los siguientes factores y características técnicas (Ver Figura 2), las cuales las podemos sub-dividir en los siguientes conceptos:

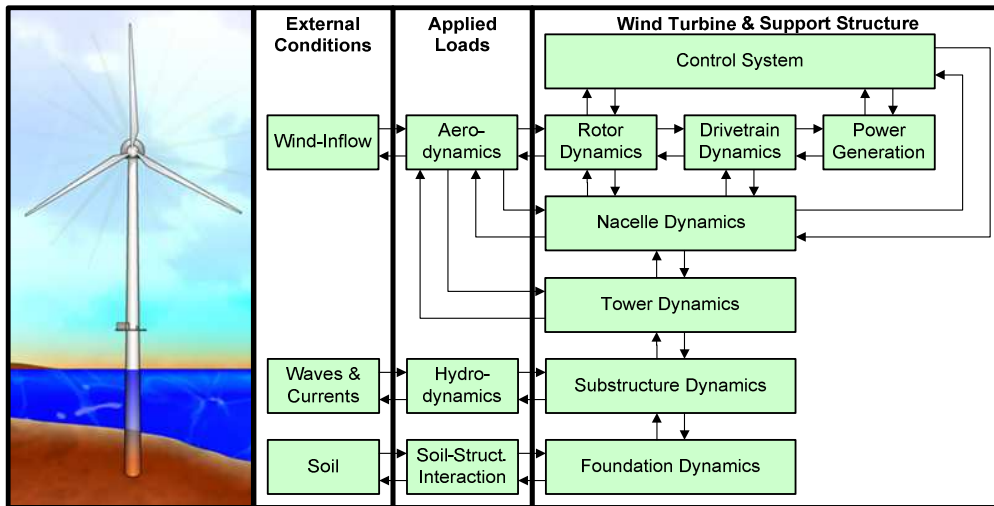


Figura 2. Esquema general de los parámetros técnicos que tienen influencia en las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore (Fuente: NREL).

1. Condiciones externas al aerogenerador Offshore: son condiciones externas que afectan a las características técnicas de configuración del aerogenerador y al tipo de cargas de diseño a aplicar sobre el mismo. Las condiciones externas se subdividen en dos categorías: normal y extrema. La categoría normal se refiere generalmente a las condiciones estructurales recurrentes de las cargas, mientras que las condiciones extremas representan condiciones externas de diseño raras en ocurrencia. Los casos de las cargas de diseño consisten en combinaciones críticas potenciales de estas condiciones externas con los modos de operación del aerogenerador y otras situaciones de diseño. Estas condiciones externas se sub-dividen en tres grandes grupos:
 - a. Condiciones del viento en el emplazamiento marino (ver punto 6.3 de la norma IEC 61400-3): se tienen en cuenta los parámetros técnicos específicos del emplazamiento marino, tanto en el caso normal como en el caso extremo en cuanto a condiciones de viento.
 - i. Gradiente de altura del viento.
 - ii. Turbulencias del viento.
 - iii. Frecuencia de distribución.
 - iv. Velocidad media del viento.
 - v. Velocidad extrema del viento.
 - vi. Inclinación del flujo medio de viento con respecto al plano horizontal es 0.
 - vii. Perfil de viento $V(z)$: la velocidad media el viento es función de la altura del rotor sobre el nivel del agua del mar.
 - viii. Altura extrema de las olas.
 - b. Condiciones hidrológicas del entorno marino (ver punto 6.4 y 6.5 de la norma IEC 61400-3): las condiciones marinas incluyen olas, corrientes marinas, nivel del agua, hielo en el mar, crecimiento marino debido a capas de seres vivos sobre las estructuras, movimientos del fondo marino, etc., las cuales se incluirán en los conceptos de diseño de la plataforma marina y del aerogenerador Offshore. Se describen sintéticamente las características técnicas de cada uno de los mencionados factores de las condiciones marinas:
 - i. Olas: las características de las olas en el estado real del mar se describen mediante un modelo estocástico. Estas características de diseño a incluir que describen el estado real del mar son:
 1. Espectro de la ola S_{η} .
 2. Altura de ola significativa H_s .
 3. Periodo de pico espectral T_p .
 4. Dirección media de la ola θ_{wm} .
 - ii. Correlación de viento y olas marinas: La correlación de las condiciones normales del viento y de las olas incluirá las condiciones medias de velocidad de viento y la dirección de las olas. Los parámetros técnicos a considerar son:
 1. Velocidad media del viento.
 2. Altura de las olas significativa.
 3. Pico del Periodo espectral.
 - iii. Corrientes marinas: son consideradas de manera general como un campo de flujo horizontal con velocidad y dirección constantes, las cuales varían solamente en función de la

profundidad de las aguas. Los factores técnicos que se deben considerar de la velocidad de la corriente del mar son los siguientes:

1. Corrientes por debajo de la superficie generadas por las mareas, tormentas y variaciones de presión.
 2. Corrientes en la superficie generadas por el viento.
 3. Corrientes inducidas por las olas próximas a la costa.
- iv. Nivel del agua: se considerará un nivel constante del nivel del mar (MSL) en caso de cargas últimas con condiciones normales de olas.
- v. Hielo en el mar: pueden ser de dos tipologías y ambas afectan a las cargas de diseño.
1. Cargas estáticas producidas por el hielo depositado sobre las estructuras marinas y partes del aerogenerador, las cuales son cargas de diseño a tener en cuenta.
 2. Bloques de hielo a la deriva en el mar: influyen como carga dinámica sobre la estructura de la plataforma marina y adicionalmente si existe el caso de impactos repetitivos afecta también a las cargas de fatiga.
- vi. Crecimiento de organismos: influye sobre la masa de la superficie de la plataforma sobre la que se deposita. Presenta influencias sobre las cargas hidrodinámicas, la respuesta dinámica, el grado de corrosión de la estructura.
- vii. Movimiento del fondo marino y arrastres de materiales: en el lecho marino se producen desplazamientos de materiales y movimiento del fondo marino lo cual afecta al diseño de la plataforma marina. El análisis de los movimientos del fondo marino y sus desplazamientos, así como el diseño de las protecciones estarán conformes a lo especificado en la norma ISO 19901-4 (apartado 12.9).

Otras condiciones climáticas y medioambientales.

Adicionalmente a las condiciones climáticas del entorno marino y a las propias del viento, es preciso tener en cuenta en la fase de diseño y en la de cargas de diseño otras condiciones climáticas y medioambientales que pueden afectar a la integridad y a la seguridad del aerogenerador Offshore (en aspectos tales como acciones de influencia térmica, fotoquímica, corrosión, acción mecánica, eléctrica, así como la combinación de con los parámetros climáticos lo cual incrementaría los efectos).

Las condiciones climáticas y medioambientales adicionales a ser tenidas en consideración son las siguientes:

- Temperatura del aire.
- Humedad.
- Densidad del aire.
- Radiación solar.
- Lluvia, hielo y nieve.
- Sustancias químicas activas.
- Partículas activas químicamente.
- Partículas activas mecánicamente.
- Salinidad como causante de la corrosión.
- Rayos.
- Grado sísmico como causa de terremotos.
- Densidad del agua.
- Temperatura del agua.
- Tráfico marítimo.

Las mencionadas condiciones climáticas se definirán en función de términos y valores significativos o valores límites en cada caso, así como la probabilidad de ocurrencia conjunta como aspectos a considerar en el diseño del aerogenerador Offshore y sus cargas de diseño.

Condiciones medioambientales normales (en el funcionamiento de un aerogenerador Offshore):

Condiciones adicionales especificadas en la fase de diseño deberán estar conformes a los requisitos de la norma IEC 60721-2-1.

- Rango de temperatura ambiente del aire: -10 a +40 °C.
- Humedad relativa de hasta el 100%.
- Intensidad de la radiación solar de 1000 W/m².
- Densidad del aire de 1,225 kg/m³.
- Densidad del agua de 1025 kg/m³.
- Rango de temperatura del agua de 0°C a +35°C.

Condiciones medioambientales extremas (en el funcionamiento de un aerogenerador Offshore):

Condiciones adicionales especificadas en la fase de diseño deberán estar conformes a los requisitos de la norma IEC 60721-2-1.

- Temperatura: el rango extremo de temperatura del aire estará comprendido entre $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Densidad del agua de 1025 kg/m^3 .
 - Rayos: las protecciones contra rayos aplican según lo requerido en la norma IEC 61400-1.
 - Hielo: no hay requerimientos mínimos de hielo para aerogeneradores Offshore en las clases estándar, pero la acumulación de hielo sobre las plataformas marinas debe ser considerada como carga de diseño (humedad y partículas a 0°C).
 - Terremotos: no hay requerimientos mínimos de terremotos para aerogeneradores Offshore en las clases estándar. Las consideraciones sobre terremotos aplican según lo requerido en la norma IEC 61400-1.
- c. Condiciones del lecho marino: los factores que influyen relacionados con las cargas de diseño son la caracterización geológica y el tipo de suelo marino. Se describen en detalle en el punto Cargas de diseño asociadas a las condiciones marinas.
2. Condiciones de cargas de diseño aplicadas sobre el aerogenerador Offshore: son condiciones de cargas de diseño aplicadas de tres tipos fundamentales.
- a. Cargas aerodinámicas: su aplicación se produce sobre los siguientes sistemas fundamentales del aerogenerador Offshore.
 - i. Cargas aerodinámicas del sistema de control del aerogenerador.
 - ii. Cargas aerodinámicas del rotor del aerogenerador: perfiles aerodinámicos y fórmulas aerodinámicas utilizadas (C_p , C_m , C_s).
 - iii. Cargas aerodinámicas del tren de potencia del aerogenerador.
 - iv. Cargas aerodinámicas del sistema de generación eléctrica del aerogenerador.
 - v. Cargas aerodinámicas de la nacelle del aerogenerador.
 - vi. Cargas aerodinámicas de la torre del aerogenerador.
 - b. Cargas hidrodinámicas: la aplicación de estas cargas se produce sobre los sistemas de la estructura mecánica del aerogenerador Offshore en contacto con el agua, los cuales son los siguientes.
 - i. Cargas hidrodinámicas aplicadas sobre las estructuras mecánicas de la plataforma marina del aerogenerador Offshore.
 - ii. Cargas hidrodinámicas aplicadas sobre la torre del aerogenerador Offshore.
 - iii. Cargas hidrodinámicas aplicadas sobre el sistema de cimentación del lecho marino del aerogenerador Offshore.
 - c. Cargas de interacción entre el suelo marino y la plataforma marina: la aplicación de estas cargas se produce sobre los sistemas de cimentación del lecho marino del aerogenerador Offshore. Adicionalmente existen interacciones de cargas aplicadas con las estructuras mecánicas de la plataforma marina.
3. Cargas dinámicas: su aplicación es sobre el aerogenerador completo (tanto del tipo Onshore como del tipo Offshore) y afectan a todos los sistemas fundamentales del aerogenerador y a las estructuras mecánicas de soporte del mismo, así como a las interrelaciones entre los mismos.
- Estructura elástica (Aero-elasticidad) del aerogenerador Offshore: Tamaño y frecuencias naturales.
 - Cargas dinámicas del sistema de control del aerogenerador.
 - Sistema de Control de potencia: si es de tipo Fijo o Velocidad variable (Pitch o Stall).
 - Conceptos de seguridad en el funcionamiento en operación en el entorno marino.
 - Cargas dinámicas del rotor del aerogenerador.
 - Cargas dinámicas del tren de potencia del aerogenerador.
 - Cargas dinámicas del sistema de generación eléctrica del aerogenerador.
 - Cargas dinámicas de la nacelle del aerogenerador.
 - Cargas dinámicas de la torre del aerogenerador.
 - Cargas dinámicas de los sistemas de sub-estructuras mecánicas auxiliares del aerogenerador.
 - Cargas dinámicas de los sistemas de cimentación mediante plataformas marinas del aerogenerador.

Como síntesis mencionar que los diferentes tipos de cargas de diseño a los que está sometido en operación un aerogenerador Offshore son las siguientes:

- Cargas aerodinámicas: pueden ser cargas estáticas y dinámicas. Son causadas por el flujo del viento y su interacción con los componentes estacionarios y móviles del aerogenerador Offshore. El flujo del viento depende a su vez de los siguientes factores técnicos:
 - Velocidad media del viento.
 - Turbulencia del viento a través del rotor.
 - Velocidad de giro del rotor.
 - Densidad del aire.
 - Perfil aerodinámico de los componentes del aerogenerador.
- Cargas gravitacionales: pueden ser cargas estáticas y dinámicas. Son causadas por la gravedad, vibraciones, la rotación y la actividad sísmica.

- Cargas inerciales: pueden ser cargas estáticas y dinámicas. Son causadas por la gravedad, vibraciones, la rotación y la actividad sísmica.
- Cargas de actuación operacionales: son las cargas resultantes de la operación y el control del aerogenerador.
- Cargas hidrodinámicas: son cargas dinámicas producidas por el flujo del agua sobre la estructura de la plataforma marina. Las cargas hidrodinámicas dependen de los siguientes factores técnicos:
 - La cinemática del flujo de agua.
 - La densidad del agua.
 - La profundidad del agua.
 - El perfil y la geometría del estructura de la plataforma marina (se incluyen los efectos hidro-elásticos).
 - Cargas hidrodinámicas producidas por las oscilaciones de las olas (wave run-up).
- Cargas de hielo en el mar: pueden ser cargas estáticas y dinámicas. Las cargas estáticas son causadas por fluctuaciones del nivel de las aguas en una cubierta de hielo creada rápidamente. Las cargas dinámicas son las causadas por el movimiento inducido sobre las masas de hielo flotantes por el viento y las corrientes marinas y el contacto con la estructura de la plataforma marina.
- Cargas de interacción entre el suelo marino y la plataforma marina.

Adicionalmente hay que incluir en la verificación de cargas de diseño de los aerogeneradores Offshore los factores técnicos relativos a fatiga mecánica, estabilidad y deflexiones.

La norma internacional *IEC 61400 – 3 Ed.1: Wind turbines – Part 3: Design requirements for offshore wind Turbines* es la que aplica específicamente como referencia general para el diseño de aerogeneradores Offshore así como a los requisitos de cargas de diseño.

Como parámetros técnicos diferenciales que influyen sobre las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore (además de las reseñadas para los aerogeneradores On-shore en el apartado *Tipos de cargas de diseño*), y teniendo en cuenta los requisitos específicos de la norma IEC 61400- 3, las principales a tener en consideración en la fase de diseño de detalle son las siguientes:

Cargas de diseño asociadas a las condiciones marinas:

En la Figura 3 se presenta un esquema general de los principales parámetros técnicos asociados a las condiciones marinas del emplazamiento del parque eólico que afectan directamente a las cargas de diseño de los aerogeneradores Offshore (ver adicionalmente la Figura 4).

Las condiciones marinas, tal y como las define la norma internacional IEC 61400-3 (punto 3.22), son aquellas características del entorno medioambiental marino (olas, corrientes marinas, nivel del agua, hielo en el mar, crecimiento marino debido a capas de seres vivos sobre las estructuras, movimientos del fondo marino, etc.), las cuales pueden afectar al comportamiento y rendimiento del aerogenerador Offshore.

Se deben tener en cuenta asimismo las propiedades geológicas del suelo del fondo marino, movimientos del fondo marino, arrastre de materiales del fondo marino, y cualquier otro elemento que pueda afectar a la estabilidad del fondo marino sobre el que se asienta la plataforma marina del aerogenerador Offshore.

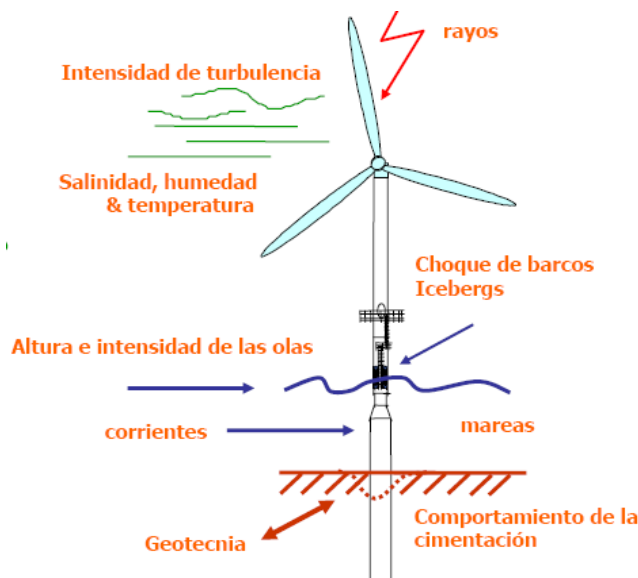


Figura 3. Esquema general de los parámetros técnicos que tienen influencia en las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore asociadas al medio marino (Fuente: NREL).

- Fuerzas del viento en el medio marino:
 - Fuerza horizontal del viento en el mar: son aplicadas sobre el aerogenerador Offshore en operación (se deben considerar las fuerzas ejercidas sobre la nacelle, el rotor, las palas y la torre).
 - Fuerza horizontal del viento sobre la estructura de la plataforma marina.
- Fuerzas de las olas: son fuerzas de componente horizontal, vertical y angular que se deben considerar sobre las partes del aerogenerador Offshore en contacto con el mar (la torre, la plataforma marina y las palas). El tamaño de las olas es variable en función de la distancia a la costa y de la profundidad de las aguas (en el caso de plataformas flotantes en mar abierto este factor se puede ver incrementado debido a la mayor altura potencial de las olas).
- Cargas de fatiga de las olas: las fuerzas de las olas generan cargas de fatiga en función del tiempo y de la magnitud de las olas y su altura.
- Fuerzas horizontales de la corriente marina: son aplicadas sobre las partes del aerogenerador Offshore en contacto con el mar (la torre y la plataforma marina).
- Fuerzas sobre los cables y líneas de anclaje de la plataforma al fondo marino: son fuerzas horizontales y verticales de reacción ejercidas sobre los anclajes de la plataforma marina y sus cables de anclaje.
- Fuerzas verticales de gravedad: sobre el aerogenerador Offshore instalado en el mar actúan las fuerzas de gravedad sobre todos los elementos del mismo incluidos los lastres y balastos de equilibrado de las plataformas marinas.
- Fuerzas verticales sobre las plataformas marinas: según el principio de Arquímedes se ejercen unas fuerzas verticales de reacción sobre los componentes flotantes de las plataformas marinas.
- Fuerzas de inercia: las causadas por las aceleraciones del viento en las condiciones medioambientales marinas.
- Fuerzas inducidas por los efectos giroscópicos del rotor: aplicable al comportamiento mecánico en operación en el mar del rotor de un aerogenerador Offshore.
- Fuerza del impacto de embarcaciones o icebergs: sobre el aerogenerador Offshore y su plataforma hay que considerar el caso potencial de impacto de una embarcación o de un iceberg. Las fuerzas que actúan en este supuesto se indican en el esquema de la Figura 4 y las principales son las siguientes:
 - Fuerza de impacto sobre la base de la torre y la plataforma.
 - Fuerza de deformación a compresión de la zona de contacto.
 - Fuerza sobre el anclaje al fondo marino de la plataforma.
 - Fuerza sobre la masa en la parte superior del aerogenerador (nacelle y rotor) transmitida como movimiento longitudinal por la torre debido a su inclinación debido a la fuerza del impacto.
 - Fuerzas de deformación a fatiga (causadas por la deformación plástica en el impacto) de la estructura metálica de la torre y de la plataforma marina.
 - Valor máximo del límite elástico de deformación de la de la estructura metálica de la torre y de la plataforma marina.
 - Longitud máxima de desplazamiento de la torre y del aerogenerador con respecto a la vertical inicial.

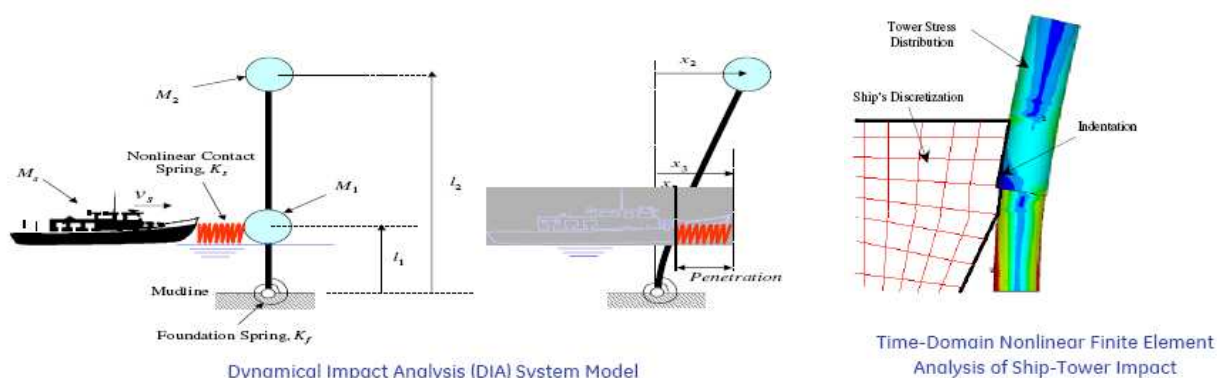


Figura 4. Esquema general de las cargas de diseño asociadas al impacto de una embarcación en la torre y en la plataforma de un aerogenerador Offshore (Fuente: GE)

- Fuerza del viento de los huracanes: las normativas de IEC y GL no tienen en cuenta el factor de altas velocidades de viento de los huracanes como cargas de diseño. El factor de velocidades de viento máximas que un aerogenerador Offshore y su plataforma pueden resistir en el mar se debe considerar como una carga de diseño con el fin de que en las aplicaciones marinas estos aerogeneradores puedan ser operativos en las condiciones meteorológicas de huracanes (este factor se evaluará en la Fase C de la tesis –factores de influencia económicos y financieros- y se evaluarán los casos en los que debe aplicarse en función del tipo de emplazamiento y de probabilidad de aparición de huracanes). Ver Figura 5 donde se muestran los límites de diseño actuales incluidos en las normativas internacionales IEC y GL en cuanto a velocidades máximas de viento que un aerogenerador Offshore y su plataforma pueden soportar.

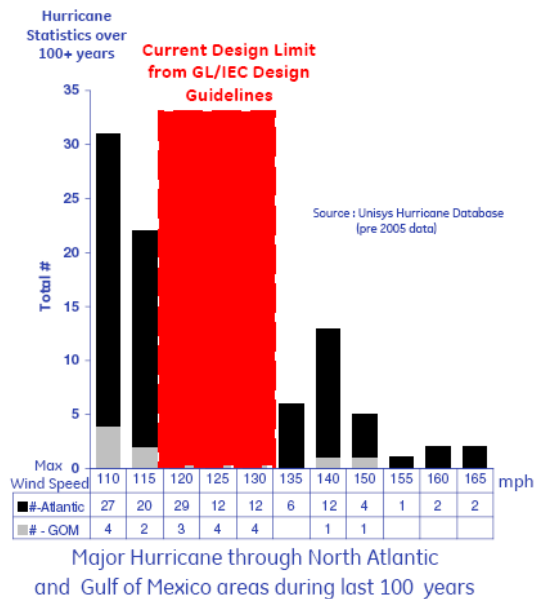


Figura 5. Gráfico con los límites diseño de aerogeneradores Offshore para velocidades del viento en el mar y la estadística de las velocidades de viento de los huracanes en el atlántico norte y en el golfo de México (Fuente: Unisys Hurricane Database).

- Condiciones geológicas del suelo marino (ver Figura 6): antes de llevar a cabo el proyecto de instalación de un parque eólico Offshore es necesario realizar un estudio de las condiciones geológicas del emplazamiento y llevar a cabo una recopilación de datos en las áreas que se enumeran a continuación.
 - Investigación geológica: debe incluir los datos del tipo de estructura geológica del fondo marino del emplazamiento donde está previsto instalar el parque eólico Offshore.
 - Investigación técnica geológica: requiere la realización de catas de perforación en el lecho marino del emplazamiento y realizar en sayos de laboratorio sobre las mimas.
 - Datos meteorológicos históricos del emplazamiento: se recopilarán datos relativos a la velocidad del viento y datos oceanográficos del agua (olas: alturas máximas, frecuencias, características; corrientes marinas: características, fuerza de las corrientes, dirección).
 - Datos meteorológicos actualizados del emplazamiento: se recopilarán datos de detalle meteorológicos actualizados en el emplazamiento mediante una torre meteorológica.
 - Datos de la velocidad del viento.
 - Perfil de la altura de las olas.
 - Datos de ocurrencia de fenómenos meteorológicos extremos: aplicable al caso de huracanes de categoría 3 y superiores.
 - Datos de estabilidad del lecho marino: se recopilarán datos en el emplazamiento del parque eólico Offshore.

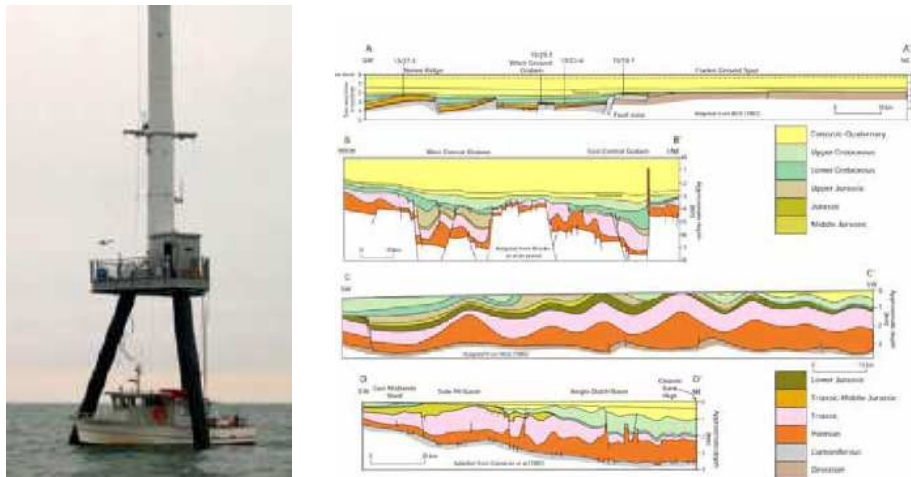


Figura 6. Ejemplo de torre meteorológica de medición y captación de datos meteorológicos del emplazamiento marino del parque eólico Offshore y ejemplo de sección de un fondo marino y sus condiciones geológicas generales (Fuente: GE).

- **Otras cargas:** otros tipos de cargas asociados a los emplazamientos en el mar y a las condiciones marinas que es necesario considerar, según apliquen, en las cargas de diseño son las que se enumeran a continuación.
 - Cargas de impacto.
 - Cargas de hielo.
 - Cargas de terremotos: según los requisitos de la norma IEC 61400-1.
 - Cargas hidrodinámicas producidas por olas originadas por terremotos submarinos (Tsunami).
 - Cargas hidrostáticas que actúan sobre la estructura de la plataforma producidas por presiones internas y externas.

Cargas de diseño asociadas a las plataformas marinas:

Las plataformas marinas sobre las que se instalan los aerogeneradores Offshore, al estar ancladas al fondo marino y estar expuestas a la acción del mar, presentan una serie de parámetros técnicos que determinan una serie de cargas de diseño que les aplican de forma específica las cuales se enumeran a continuación.

- **Cargas de deflexión sobre plataformas (ver Figura 7):** las cargas de deflexión aplican sobre las plataformas ancladas directamente al fondo marino y se aplican sobre el pilote que soporta la plataforma y en función de los siguientes tipos de diseño las cargas de deflexión en el lecho marino variarán en intensidad.
 - **Plataforma mono-pilote:** las cargas de deflexión afectan de diferente forma en función del sub-tipo utilizado.
 - Diseño con pilote interno insertado en el fondo marino: la deflexión es mayor pero se reduce la probabilidad de fallo en operación.
 - Diseño sin pilote interno insertado en el fondo marino: la deflexión es menor pero se incrementa la probabilidad de fallo en operación.
 - **Resto de plataformas ancladas al fondo marino** (tipo estructura metálica (Jacket); base de gravedad; trípode; cubo de succión): las cargas de deflexión afectan de diferente forma en función del sub-tipo utilizado.
 - **Sistema de estabilización del fondo marino en plataformas mono-pilote** (ver Figura 8): con objeto de evitar la inestabilidad de la base de la plataforma anclada al fondo marino se realiza una preparación del lecho marino mediante una capa de grava colocada por gravedad en el fondo marino alrededor del pilote interno insertado en el lecho marino con objeto de dar estabilidad al área del fondo marino que lo rodea y evitar movimientos de materiales del mismo. En caso de realizarse este tipo de configuración afecta a las cargas de deflexión a aplicar sobre la plataforma. Este sistema de base de gravedad se utiliza, en función de las condiciones del lecho marino del emplazamiento, en todas las tipologías de plataformas ancladas al fondo marino.

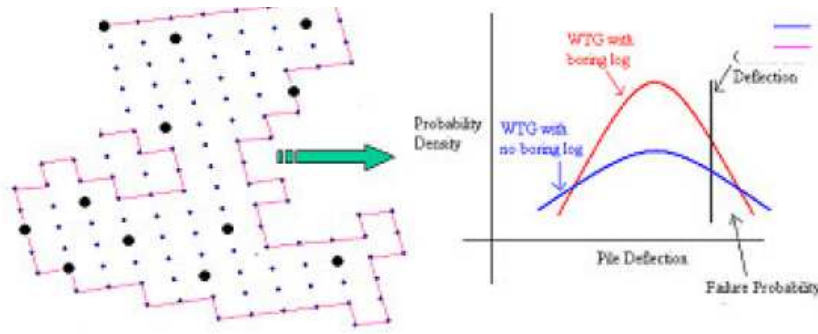
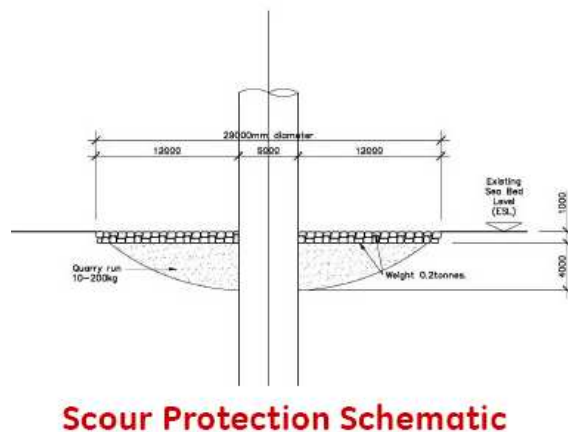


Figura 7. Ejemplo de esquema de distribución de la ubicación de los aerogeneradores Offshore en un emplazamiento en función del tipo de condiciones geológicas del fondo marino y del tipo de diseño de refuerzo interno insertado en la plataforma monopilote (Fuente: GE).



Scour Protection Schematic

Figura 8. Ejemplo de esquema de sistema de estabilización del fondo marino en plataformas mono-pilote mediante una capa de grava colocada por gravedad en el fondo marino (Fuente: GE).

- Cargas verticales sobre la plataforma marina (ver Figura 9): las cargas verticales varían en función del peso total del aerogenerador Offshore (pueden oscilar entre las 100 y las 300 toneladas como referencia).

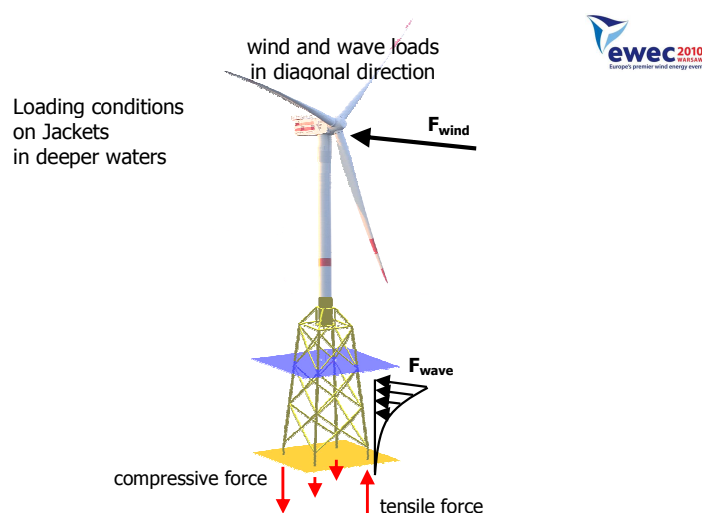


Figura 9. Esquema de ejemplo de modelo de actuación de fuerzas verticales, horizontales, fuerzas de compresión y de tensión, fuerzas de las olas y del viento, sobre una plataforma marina del tipo estructura metálica-Jacket (Fuente: NREL; EWEC).

- Cargas horizontales sobre la plataforma marina (ver Figura 10): en la aplicación para aerogeneradores Offshore las cargas horizontales soportadas pueden variar (en función del peso del aerogenerador y de la plataforma) entre el 70 % y el 150% de las cargas verticales.

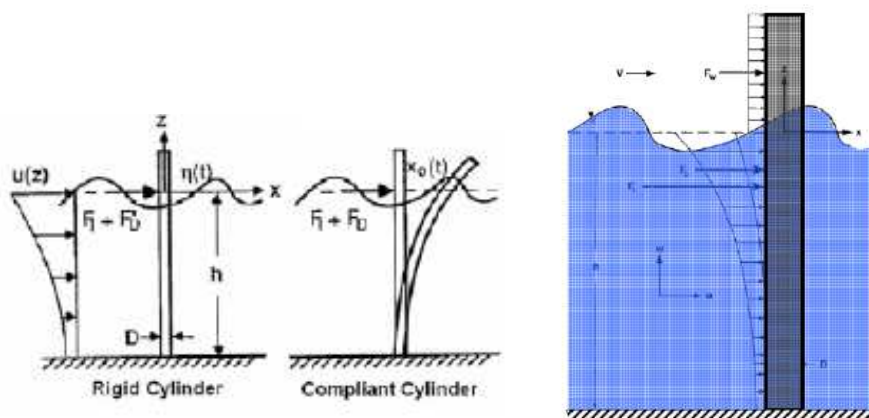


Figura 10. Esquema de ejemplo de modelo de actuación de fuerzas horizontales sobre una plataforma marina del tipo mono-pilote (Fuente: NREL).

- **Momentos de giro:** el aerogenerador Offshore y su plataforma marina están sujetos a momentos de giro cuyo valor viene dado por los parámetros de la fórmula siguiente: Momento giro = (Profundidad agua + 100 metros) x Cargas horizontales.
- **Cargas laterales sobre el lecho marino:** estas cargas son ejercidas sobre el fondo marino tanto por las corrientes marinas como por el efecto de las fuerzas horizontales ejercidas sobre el aerogenerador y la plataforma marina.
- **Cargas de frecuencias naturales:** son ejercidas sobre la plataforma marina.
- **Cargas de fatiga estructural:** son ejercidas sobre la plataforma marina.
- **Cargas de fatiga sobre los anclaje al fondo marino:** afecta a los tipos de plataforma con pilotes de anclaje al fondo como son las del tipo de estructura metálica (Jacket); trípode, cuadrípode. Las juntas o pilotes de unión al fondo marino son los que están sujetos a estas cargas de fatiga, lo que las convierte en un parámetro de diseño fundamental en cuanto a los estudios de cargas de las plataformas.
- **Cargas de fatiga a vida:** son ejercidas sobre la plataforma marina.
- **Espectro de resonancias:** la limitación de espectros de resonancias implica la redistribución de masas y su incremento en las plataformas marinas. Son un factor de cargas de diseño y de optimización del diseño de las plataformas marinas.

A-Estructura elástica (Aero-elasticidad).

En este apartado aplican, para los aerogeneradores Offshore, los mismos aspectos que los ya descritos en el apartado *Tipos de cargas de diseño* aplicables para los aerogeneradores Onshore.

Hay que reseñar aspectos diferenciales adicionales de los aerogeneradores Offshore a ser considerados en los estudios de cargas de diseño y en relación a la aero-elasticidad como son los siguientes:

- **Modelos de oleaje:** los parámetros que afectan a las cargas de diseño asociados a las olas del mar y a su interacción sobre la plataforma marina del aerogenerador Offshore requieren de la realización de un modelo específico de oleaje. Esto se puede realizar mediante programas de modelización similares a los que se realizan para los aerogeneradores Onshore (ver apartado *Tipos de cargas de diseño*). Ver Anexo de *Shallow water hydrodynamics and breaking waves*.
- **Modelos de viento en el mar:** los parámetros que afectan a las cargas de diseño asociados a las características del viento en el mar y a su interacción sobre el aerogenerador Offshore (requieren de la realización de un modelo específico de modelo de viento. Esto se puede realizar mediante programas de modelización similares a los que se realizan para los aerogeneradores Onshore (ver apartado *Tipos de cargas de diseño*).

B-Sistema de Control del aerogenerador:

En este apartado aplican, para los aerogeneradores Offshore, los mismos aspectos que los ya descritos en el apartado *Tipos de cargas de diseño* aplicables para los aerogeneradores Onshore.

C-Casos de Cargas de Diseño:

En relación al proceso de verificación estructural de las cargas de diseño de un aerogenerador Offshore (denominado “Casos de Cargas de Diseño”) es necesario considerar que los casos de cargas de diseño se determinarán mediante la combinación de los modos de operación del aerogenerador y las situaciones de diseño que incluyen las condiciones más significativas que un aerogenerador Offshore pueda encontrar durante su funcionamiento en el tiempo de servicio.

Los casos de cargas de diseño que aplican teniendo en cuenta una probabilidad de ocurrencia razonable, según indica la norma IEC 61400-3 para aerogeneradores Offshore, los cuales se utilizarán para verificar la integridad estructural de los mismos se calcularán mediante la combinación de los siguientes aspectos:

- Situaciones normales de diseño y condiciones normales o extremas apropiadas.
- Situaciones de fallo de diseño condiciones externas apropiadas.
- Situaciones de diseño en lo referente a transporte, instalación y mantenimiento, y condiciones extremas apropiadas.

En el caso de existir una correlación entre las condiciones externas y una situación de fallo, entonces en ese caso se deberá considerar una combinación de ambas como caso de carga de diseño.

Dentro de cada situación de diseño de un aerogenerador Offshore, varios casos de cargas de diseño deberán ser considerados y como mínimo lo serán los considerados en la Tabla 11: los casos de cargas de diseño se especifican para cada situación de de diseño mediante la evaluación de los parámetros de viento, olas, dirección de las olas y del viento, corrientes marinas, nivel del agua, otras condiciones.

Para cada caso de cargas de diseño el tipo de análisis se especifica mediante la letra “F”-referida a análisis de cargas de fatiga- y la letra “U”-referida a análisis de cargas últimas de resistencia de materiales, deflexión de punta de pala y estabilidad estructural-. Para los casos de las cargas de diseño con la tipología “U”, éstas se clasifican como normales (N), anormales (A) o transporte y montaje en campo (T).

Table 1 – Design load cases

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ RNA	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	For extrapolation of extreme loads on the RNA	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r,$ $V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.6a	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N
	1.6b	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SWH $H = H_{SWH}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N

Tabla 11. Tabla de casos de cargas de diseño de un aerogenerador Offshore según la norma IEC 61400-3 (punto 7.4) (Fuente: IEC).

Table 1 – Design load cases (*continued*)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or \geq MSL	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC ₁ $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, wind direction change	NCM	MSL		U	N

Tabla 12. Tabla de casos de cargas de diseño de un aerogenerador Offshore según la norma IEC 61400-3 (punto 7.4) (Fuente: IEC).

Table 1 – Design load cases (*continued*)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS (or NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.1b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.1c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red50}$	EWL $H = H_{e50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.2a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.2b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Loss of electrical network	U	A
	6.3a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.3b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*

Tabla 13. Tabla de casos de cargas de diseño de un aerogenerador Offshore según la norma IEC 61400-3 (punto 7.4) (Fuente: IEC).

Table 1 – Design load cases (*continued*)

Design situation	DLC	Wind condition	Waves	Wind and wave directionality	Sea currents	Water level	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factor
7) Parked and fault conditions	7.1a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1b	EWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWB $H = H_1$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{hub} < 0,7 V_1$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or \geq MSL		F	*
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	To be stated by the manufacturer						U	T
	8.2a	EWM Turbulent wind model $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2b	EWM Steady wind model $V_{hub} = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2c	RWM Steady wind model $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWB $H = H_1$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS Joint prob. distribution of H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	No currents	NWLR or \geq MSL	No grid during installation period	F	*

Tabla 14. Tabla de casos de cargas de diseño de un aerogenerador Offshore según la norma IEC 61400-3 (punto 7.4) (Fuente: IEC).

El tipo de situación de diseño (N, A, T) determina el factor de seguridad parcial a aplicar en las cargas últimas.

Adicionalmente, en el caso de que el aerogenerador Offshore sea instalado en un emplazamiento donde exista alta ocurrencia de hielo en el mar, los casos de diseño a considerar serán los especificados según lo indicado en la norma IEC 61400-3 (punto 7.4.9.).

D-Cálculos de los Casos de Cargas de Diseño:

Los cálculos de casos de cargas de diseño y de sus efectos se llevarán a cabo utilizando los métodos apropiados teniendo en cuenta la respuesta dinámica estructural completa del aerogenerador Offshore y la combinación de las condiciones externas relevantes, según lo indicado en la norma IEC 61400-3 (punto 7.5).

Los cálculos de casos de cargas de diseño a incluir en la fase de diseño de detalle de un aerogenerador Offshore serán los mencionados a continuación:

- Cálculos de cargas hidrodinámicas: se considerarán las cargas hidrodinámicas que apliquen según los casos y en especial las que afectan a la plataforma marina, las cuales son las siguientes:
 - Cargas aerodinámicas.
 - Cargas gravitacionales.
 - Cargas inerciales.
 - Cargas de actuación operacionales.
 - Cargas hidrodinámicas.
 - Cargas de hielo en el mar.
 - Cargas de interacción entre el suelo marino y la plataforma marina.
- Cálculos de cargas de hielo en el mar: ver Anexo con los cálculos de las cargas estáticas y dinámicas del hielo en el mar.
- Otros cálculos de cargas requeridos: cuando apliquen se tendrán en cuenta en el cálculo de cada caso de cargas del aerogenerador los siguientes aspectos técnicos que se enumeran a continuación.
 - Perturbaciones del viento en el emplazamiento debido al propio aerogenerador Offshore (sombras de viento de la torre, velocidades inducidas por las estelas, etc.).
 - Influencia de los flujos tridimensionales sobre las características aerodinámicas de las 3 palas.
 - Efectos aerodinámicos inestables.
 - Dinámica estructural y unión de los modos de vibración.
 - Efectos aeroelásticos.

- Comportamiento del sistema de control y de protección del aerogenerador Offshore.
- Influencia del hielo en las palas y en otros componentes del aerogenerador Offshore en sus características aerodinámicas y dinámicas.
- Las propiedades estáticas y dinámicas de la interacción de la cimentación y el fondo marino; no linealidad del de la interacción de la cimentación y el fondo marino; incertidumbre y potencial variación de las propiedades dinámicas debido a arrastres de materiales del fondo marino (*scour*) y a dunas marinas; frecuencias de resonancia de la estructura de la plataforma marina; cambios en las cargas de la cimentación en el fondo marino.
- Frecuencias de resonancia y cargas dinámicas de la plataforma marina debidos a la masa acumulada de organismos naturales.
- Respuesta dinámica del aerogenerador Offshore a la combinación de cargas aerodinámicas y cargas hidrodinámicas.
- Cinemática no lineal de las olas. Ver Anexo (*Shallow water hydrodynamics and breaking waves*).
- Difracción. Ver Anexo (*Guidance on calculation of hydrodynamics loads*) e incluir los aspectos técnicos:
 - Flexibilidad estructural de la plataforma marina.
 - Viento turbulento.
 - Olas lineales regulares e irregulares.
 - Olas con crestas de tamaño reducido, irregulares y lineales.
- Fatiga: daños de fatiga asociados al efecto a largo plazo de los parámetros técnicos meteorológicos y oceanográficos (altura de las olas, picos de periodos espectrales, velocidad media del viento).
- Respuesta de resonancia de la estructura de la plataforma marina: los altos niveles de resonancia que potencialmente se pueden presentar son consecuencia de un bajo nivel de amortiguamiento aeroelástico de la estructura de la plataforma en la dirección lateral.
- Tensiones críticas en zonas críticas: son producidas por el efecto de cargas multi-axiales múltiples.
- Grietas en las cimentaciones: en la base cimentada o en los componentes de anclaje al suelo marino se deben definir condiciones de diseño para prevenir su ocurrencia.
- Cargas asociadas a las condiciones creadas durante el transporte, montaje, mantenimiento y reparación de los aerogeneradores Offshore: según lo indicado en la norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009) en el punto 7.4.8 (7.4.8 *Transport, assembly, maintenance and repair* DLC 8.1 to 8.3), existen una serie de condiciones de viento, condiciones medioambientales marinas y situaciones de diseño (cargas de diseño) cuya influencia debe ser considerada en las operaciones de transporte, montaje en el emplazamiento, accesos al aerogenerador, mantenimiento y reparación del mismo. Las cargas de diseño que pueden ocurrir durante estas operaciones incluirán los siguientes aspectos:
 - Pesos de herramientas, utillajes y equipamientos utilizados.
 - Cargas de las operaciones llevadas a cabo con grúas.
 - Cargas ocasionadas por los cables de amarre de los barcos durante las operaciones de montaje y servicio del aerogenerador Offshore.
 - Cargas producidas, cuando apliquen, por helicópteros aterrizando sobre la cubierta del aerogenerador Offshore.
 - Incrementar en 5 m/s la velocidad de viento especificada para considerar las cargas producidas por las condiciones del mismo.
 - Impactos en la estructura metálica de la plataforma ocasionados por barcos de transporte y mantenimiento: el análisis de estas situaciones será llevado a cabo de acuerdo a los requisitos y líneas de trabajo de la norma ISO 19902. Se considerarán que los impactos de barcos serán absorbidos por las estructuras de servicio anexas al aerogenerador y la velocidad del barco será de 0,5 m/s considerando un coeficiente de masa añadida de 1,4.
 - La fuerza de impacto de un barco a considerar será, si no se conoce específicamente, de 5 Nm aplicada sobre la línea horizontal de la estructura metálica de servicio. Se tendrán asimismo en cuenta las variaciones de altura del nivel del mar en la posición vertical: se asumirá una extensión vertical de 2 metros de altura para la realización de los cálculos de cargas de diseño.
 - Otras cargas de diseño adicionales según lo especificado en el punto 7.4.8 (7.4.8 *Transport, assembly, maintenance and repair* DLC 8.1 to 8.3).

E-Análisis del estado de cargas últimas:

El estado de cargas últimas de un aerogenerador Offshore cumplirá los requisitos establecidos en la norma IEC 61400-1 de aerogeneradores Onshore en lo referido al rotor y a la nacelle.

Para el diseño de la estructura mecánica de la plataforma marina se utilizarán las cláusulas indicadas en la norma IEC 61400-3 (Punto 7.6), específica para aerogeneradores Offshore, y cuyos puntos de cumplimiento se enumeran a continuación:

- Factor de seguridad parcial:
- Efecto de las cargas de diseño.

- Resistencia de diseño.
- Análisis de resistencia última.
- Factores de seguridad parciales para las cargas: aplican los especificados en la Tabla 3 de la norma IEC 61400-1.
- Factores de seguridad parciales para resistencia y para los materiales.
- Fallos por fatiga: aplican los casos de fatiga y los factores de seguridad según la norma IEC 61400-3.
- Factor de seguridad parcial especiales.

F-Monitorización de cargas de diseño:

En este apartado aplican, para los aerogeneradores Offshore, los mismos aspectos que los ya descritos en el apartado *Monitorización de cargas de diseño* aplicables para los aerogeneradores Onshore.

Un aspecto diferencial en este apartado son las características técnicas que se monitorizan durante los ensayos de cargas del aerogenerador así como los parámetros técnicos relacionados con la plataforma marina:

- Cargas de la plataforma marina: ver punto *Cargas de diseño asociadas a las plataformas marinas* con los factores específicos.
- Parámetros meteorológicos: además de las que se monitorizan en el caso de los aerogeneradores Onshore, se indican las características meteorológicas que es preciso monitorizar en el caso específico de los aerogeneradores Offshore.
- Condiciones del viento en el emplazamiento marino: Ver punto Condiciones del viento en el emplazamiento marino con las características específicas.
- Condiciones hidrológicas del entorno marino: Ver punto Condiciones hidrológicas del entorno marino con las características específicas.
- Humedad del aire.
- Densidad del agua.
- Temperatura del agua.
- Salinidad del agua.

G-Otros factores que afectan a las cargas de diseño: Corrosión.

En el caso de los aerogeneradores Offshore existe una característica específica en relación al diseño, a sus efectos sobre las cargas de diseño y sobre la fatiga de los materiales, así como a la funcionalidad del propio aerogenerador. Esta característica es la corrosión en el entorno medioambiental marino y sus características, requisitos y tipologías en cuanto al alcance sobre los aerogeneradores Offshore se indican en la norma IEC 61400-3 (Anexo H).

El diseño del aerogenerador Offshore debe ser llevado a cabo teniendo en cuenta las condiciones ambientales y de operación en el entorno marino. La protección contra la corrosión es un aspecto técnico mandatorio para garantizar el correcto funcionamiento del aerogenerador Offshore, su disponibilidad en operación y su durabilidad.

Los efectos de la corrosión y los daños que puede producir sobre el aerogenerador Offshore y sus componentes son fundamentalmente los siguientes:

- Integridad estructural de las partes mecánicas.
- Reducción de la capacidad de resistencia de cargas de diseño.
- Fatiga: la corrosión puede actuar como foco de concentración de tensiones en estructuras metálicas y producir grietas por fatiga.
- En casos de cargas extremas: la corrosión puede afectar a la resistencia estructural de las cargas de diseño.

Debido a las condiciones del medioambiente marino, expuesto a una atmósfera de naturaleza muy corrosiva, y a la dificultad de acceso al aerogenerador Offshore en el emplazamiento (restricciones de acceso, intervenciones limitadas de reparación y mantenimiento), se requieren una serie de consideraciones técnicas a llevar a cabo en el diseño con objeto de proveer la adecuada protección contra la corrosión marina. Los principales requisitos técnicos a considerar son los siguientes:

- Selección de materiales: debe llevarse a cabo en relación a los estándares y códigos reconocidos internacionalmente.
- Consideraciones de diseño para prevenir la corrosión:
 - Accesibilidad a los sistemas y componentes.
 - Sistemas de drenaje adecuados.
 - Eliminación de aristas e imperfecciones que puedan ser focos de creación de corrosión.
- Sistemas de protección contra la corrosión: la protección de los materiales metálicos mediante
 - Capas de protección.
 - Protección catódica del material.

- Planes de inspección incluyendo específicamente controles y revisiones del estado de la corrosión en el aerogenerador y sus componentes.
- Programas de reparación en los cuales se solucionen y solventen los potenciales problemas producidos por la corrosión en el aerogenerador y en sus componentes.

La protección contra la corrosión en el ambiente marino afecta a los siguientes sistemas del aerogenerador Offshore sobre los cuales hay que aplicar la clase de protección adecuada:

- Sistemas mecánicos.
- Sistemas de control y de seguridad.
- Sistemas eléctricos.
- Plataforma marina y cimentaciones.

En los sistemas eléctricos los aspectos de protección contra la corrosión medioambiental marina deben considerar los parámetros técnicos siguientes:

- Clase de protección contra la corrosión.
- Clase climática.
- Clase medioambiental.
- Clase de contaminación.
- Clase de protección contra el ingreso de partículas (IP).
- Requisitos de aislamientos.
- Atmósfera salina.
- Grado de humedad.
- Rango de Temperaturas.
- Requisitos de ventilación.
- Control de condensación.
- Ingreso de partículas de agua.

G.1. Condiciones medioambientales marinas.

G.1.1. Corrosión marina: la corrosión está caracterizada por la disolución de una superficie metálica en una forma iónica por medio de un proceso electroquímico que se conoce como oxidación. Este proceso de oxidación depende de una variable técnica que es el electrolito iónico conductor, el cual lo proporciona el agua del mar. El proceso de corrosión en el entorno marino está sujeto a la influencia de las siguientes variables técnicas provenientes del agua del mar:

- tipo y masa de sal disuelta en el agua.
- tipo y masa de contaminación disuelta en el agua.
- Oxígeno disuelto en el agua.
- Temperatura del agua del mar.
- Movimiento y flujo del agua del mar.

G.1.2. Factores climáticos y biológicos.

- Crecimiento de organismos: en las partes de la estructura metálica y de la torre del aerogenerador en contacto con el mar se produce el crecimiento de una capa de organismos, los cuales en general potencian la corrosión. Adicionalmente interfieren con los recubrimientos y protecciones catódicas contra la corrosión.
- Hielo flotante: en zonas árticas los hielos a la deriva y el contacto con las partes de la estructura metálica y de la torre del aerogenerador producen la eliminación de las capas de protección contra la corrosión.
- Altas temperaturas y elevada humedad: esta combinación propia de condiciones tropicales afecta directamente a la protección contra la corrosión debilitándola de manera severa.

G.2. Sistemas de protección contra la corrosión.

Los sistemas de protección contra la corrosión en los materiales de los componentes de aerogeneradores Offshore sujetos a los efectos de las condiciones medioambientales marinas se clasifican fundamentalmente en los siguientes tipos:

- Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2).
- Sistemas de protección catódica del material:
 - Galvanizado mediante ánodos.
 - Sistema de corriente impresa.
- Presurización interna de la nacelle y del interior de la torre (aire a presión producido mediante un sistema neumático).

El tipo de sistema de protección contra la corrosión a aplicar sobre los materiales debe ser especificado en función de la zona del aerogenerador Offshore y el tipo y grado de exposición a la corrosión que presentan.

La estructura del aerogenerador Offshore se puede sub-dividir en diferentes zonas en función del grado de influencia de las condiciones marinas y del efecto de la corrosión. Las zonas en las que se subdivide el aerogenerador Offshore con sus características y el tipo de sistema de protección contra la corrosión que procede aplicar para garantizar el cumplimiento de la funcionalidad del mismo son las siguientes:

-Zona atmosférica: incluye las zonas del aerogenerador expuestas al medio ambiente marino directamente y a las zonas semi-protégidas. Estas zonas las podemos subdividir en las áreas siguientes:

- Nacelle y rotor: los sistemas contra la corrosión que se deben especificar en el entorno marino sobre los materiales metálicos son los siguientes.
 - Presurización interna de la nacelle: mediante la presión interna generada por un sistema neumático se evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados en el interior de la nacelle se vean afectados por la corrosión.
 - Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.
 - C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
 - C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
 - C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.
- Torre y partes metálicas de la torre: los sistemas contra la corrosión que se deben especificar en el entorno marino sobre los materiales metálicos son los siguientes.
 - Presurización interna de la torre: es un sistema opcional en el caso de la torre de aerogeneradores Offshore mediante el cual la presión interna generada por un sistema neumático evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados en el interior de la torre se vean afectados por la corrosión.
 - Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.
 - C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
 - C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
 - C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.

-Zonas intermedia o splash (sujeta al efecto de las olas del mar): es la zona de la estructura del aerogenerador sujeta a contacto intermitente con el agua del mar, sujeta a las intermitencias de las olas, de las mareas y de las variaciones locales (parte superior de la plataforma marina y la parte inferior de la torre del aerogenerador Offshore). Los sistemas contra la corrosión que se deben especificar en el entorno marino sobre los materiales metálicos son los siguientes:

- Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.
 - C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
 - C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
 - C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.

-Zona sumergida: es la zona que se extiende desde la plataforma marina (aplicable a plataformas ancladas al fondo marino y a las de tipo flotante) en la superficie del mar hasta el lecho marino, incluyendo los compartimentos de la estructura que se inundan con agua del mar. El objetivo de la protección contra la corrosión marina en este caso es el de garantizar la vida de la estructura metálica de la plataforma marina permitiendo a su vez intervenciones de reparación de las zonas afectadas por la corrosión. Los sistemas contra la corrosión que se deben especificar en el entorno marino sobre los materiales metálicos sumergidos en el agua son los siguientes:

- Sistemas de protección catódica del material: en función de la tipología de la estructura metálica se pueden seleccionar uno de los dos subtipos de protección catódica.
 - Galvanizado mediante ánodos.
 - Sistema de corriente impresa.
- Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la estructura en caso de que la distribución de las corrientes se desarrollen de manera poco adecuada, en zonas y espacios donde la protección catódica no es efectiva, añadiendo de este modo una protección adicional contra la corrosión.

-Zona enterrada: es la zona de la plataforma marina o de los anclajes al fondo marino que se encuentran enterrados en la zona de sedimentos del lecho del mar o bien cubiertos por material de estabilización por gravedad. Aplican los mismos sistemas de protección contra la corrosión que en el caso de zonas sumergidas del aerogenerador Offshore. Adicionalmente indicar que los componentes de la estructura metálica de la plataforma que se están permanentemente sellados de forma hermética no requieren protección interna contra la corrosión, siempre y cuando

el proceso de sellado sea ejecutado de acuerdo a los requisitos del diseño garantizando la limpieza y ausencia de humedad.

Corrosión permitida: en determinados casos de materiales metálicos sujetos a la acción del medioambiente marino pero no críticos ni funcionalmente relevantes, con ciclo de vida corto o situados en áreas de inspección y reparación con frecuencia regular, se permite la aceptación de ausencia de protección contra la corrosión con objeto de reducir costes del aerogenerador Offshore.

2.4.3.1.2.2. Criterios de diseño de un aerogenerador OffShore.

Los criterios de diseño de un aerogenerador Offshore están sujetos, salvo los aspectos específicos que se reseñan a continuación, a los mismos condicionantes y requisitos de diseño que lo indicado para aerogeneradores Onshore en el punto *Criterios de diseño de un aerogenerador On-Shore*.

Los aspectos específicos, en cuanto a criterios de diseño de un aerogenerador Offshore, que son diferenciales respecto a los aerogeneradores terrestres están fundamentalmente relacionados con las siguientes áreas de diseño:

- Plataforma marina: la estructura metálica y las diferentes tipologías de plataformas (ancladas al fondo y flotantes) son diseños específicos de los aerogeneradores Offshore. La normativa DNV Offshore Standard, DNV-OS-J101, *Design of offshore wind turbine structures* desarrolla las características específicas de diseño y los requisitos que deben cumplir las plataformas marinas y sus estructuras para las aplicaciones en aerogeneradores Offshore.
- Cimentación de la plataforma marina: el tipo de anclaje al fondo marino o en su caso la cimentación por gravedad (mediante aportación de materiales con objeto de estabilizar la zona de anclaje de la plataforma al fondo marino) son diseños específicos de los aerogeneradores Offshore.
- Cargas de diseño específicas de los aerogeneradores Offshore: el tipo de fuerzas que actúan sobre el aerogenerador (aerodinámicas, hidrodinámicas y de interacción de la plataforma con el lecho marino), las características del viento en el mar, las condiciones medioambientales y los efectos de la corrosión, configuran un cuadro de cargas de diseño específicos del aerogenerador Offshore.
- Aspectos medioambientales del medio marino: la tipología, características y los requisitos específicos están incluidos en la norma IEC 61400-3 y se han desarrollado en el punto *Tipos de cargas de diseño*.
- Protección contra la corrosión: los criterios de aplicación y su tipología se han desarrollado en el punto *Tipos de cargas de diseño* dentro del apartado *G-Otros factores que afectan a las cargas de diseño: Corrosión*.

Estos aspectos y características técnicas se incorporan como entradas de diseño y como criterios de diseño de un aerogenerador Offshore.

Las normas que, adicionalmente a las ya mencionadas, aplican y cuya utilización se recomienda llevar a cabo en el diseño de un aerogenerador Offshore se enumeran a continuación:

- Normas y estándares de datos físicos medioambientales:
DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation.
DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling.
API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation.
API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description.
ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data.
ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures.
- Normas y estándares de diseño estructural:
DNV OS-C101 2007 Design of offshore steel structures with LRFD method
DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures
DNV OS-C501 2003 Standards for composite components
DNV RP C203 2003 Recommendations on fatigue analysis
API RP 2A WSD 2007 Practices for design of fixed offshore structures (WSD method)
API RP 2A LRFD 2003 Practices for design of fixed offshore structures (LRFD method)
ISO 19900 2002 General requirements for offshore structures (not specific as the aforementioned documents)
API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design
DNV OS-C102 2007 Design of offshore ships
BS 6349-7 1991 Guide to design of breakwaters
IEC 61400-3 2009 Design requirements of offshore wind turbines
IEC 61400-1 2005 Design Requirements for wind turbines in general (onshore)

Germanischer Lloyd 2005 Guideline for the certification of offshore wind turbines
DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures.
API RP 2T 2007 Criteria for loads evaluation and distinction.
DNV OS-C101 2007 Guideline to the ULS sea-states method for structural design.

- Normas y estándares de selección de materiales:

DNV OS-B101 2001 Standard on metallic materials for offshore structures
DNV OS-C201 2008 Structural design of offshore units. Gives guidance for steel selection
DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures
DNV OS-C502 2003 Standards for composite components

- Normas y estándares de procedimientos de fabricación:

DNV OS-C401 2007 Guidelines for fabrication and testing of offshore structures

- Normas y estándares de diseño y selección de equipamientos mecánicos:

DNV OS-D101 2007 Standard on selection and design of marine and machinery equipment
API STD 674 1995 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the reciprocating type
API STD 675 1994 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the controlled volume type
API STD 676 1994 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the rotary type
API RP 14E 2000 Practices for piping system design
API RP 17B 2000 Recommendations specifically aimed at flexible pipes
DNV CN41.2 2003 Calculation procedures for gears design
ISO 6336 2006 Procedures for the evaluation of the loads on spur and helical gears
IEC 60545 1976 General guidance to selection and operation of hydraulic turbines

- Normas y estándares de diseño y selección de equipamientos eléctricos:

DNV OS-D201 2008 Electrical installations on offshore units
IEC 60034 2004 Rotating electrical machines
IEEE Std. 519 1992 Electro-magnetic compatibility
IEC 60092 1995 Electrical installations on ships.
Directivas de máquinas eléctricas.
Directiva de baja tensión.

- Normas y estándares de sistemas de control y de instrumentación:

DNV OS-D202 2008 Requirements for automation and telecommunication systems
IEC 61000 2008 Electro-magnetic compatibility

- Normas y estándares de especificaciones de conexiones de cables:

API 17E 2003 Subsea umbilicals specification and design criteria
DNV OS-F201 2003 Guide to design of dynamic risers (The umbilical design, fabrication and operation are described in ISO 13628-5:2002.).

- Normas y estándares de procesos de cualificación:

DNV RP-A203 2001 Recommendations on qualification process

- Normas y estándares de fiabilidad y de análisis de fallos:

ISO 14224 2006 Methodologies for collection of reliability and maintenance data including database on general failure modes
ISO 20815 2008 Guidelines on production assurance
IEC 60300-3 2004 Techniques for dependability analysis
ISO 2394 1998 Reliability of structures
ISO 15563 2000 Life cycle costing for offshore industry

- Normas y estándares de evaluación de riesgos y de seguridad:

DNV OSS-121 2001 Risk assessment techniques
DNV OS-A101 2005 General safety principles for offshore units
API RP 14J 2000 Risk assessment of offshore structures
DNV OS-D301 2005 Fire protection on offshore installations.
EN50308. Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.
Legislación de seguridad e higiene en el puesto de trabajo: norma OSHAS.

- Normas y estándares de mediciones de rendimientos de aerogeneradores:

IEC 61400-12 2005 Procedures for power performance measuring

- Normas y estándares de requerimientos de conexión a la red y de calidad de energía de aerogeneradores:

DanskiEnergi 1998 Guidelines for connection to low and medium voltage of wind turbines

IEC 61400-21 2001 Standard on power quality requirements

- Normas y estándares de documentación de requerimientos de impactos medioambientales para diferentes sectores:

BSH Standard: Investigation of the Impacts of Offshore Wind Turbines on the Marine Environment 2003
Environmental Impact of Offshore Wind Turbines

ISO 16665 1997 Guidelines for sampling soft-bottom macrofauna

ISO 9391 2005 Guidance for sampling in deep waters

ISO 19493 2007 Guidance on hard substrate communities

IMO: Anti-Fouling Systems 2001 A list of harmful antifouling systems and alternatives

IEC 61400-11 2006 Measurement of noise produced at offshore wind farms

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.3.1.3. Características técnicas de detalle del aerogenerador y de la nacelle Offshore.

En el Anexo 2.4.3.1.3. (Matrices de las fases de diseño de un aerogenerador Offshore) se presentan unas matrices resumen con las características técnicas de detalle identificadas para cada fase del diseño del aerogenerador Offshore. Los datos aportados en las matrices se basan en los datos obtenidos en el Anexo 2.4.3.1.2. y en la bibliografía consultada, la cual está referenciada en este último anexo.

**MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGIA EOLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE**

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO CONCEPTUAL	FASE DE IDENTIFICACIÓN DEL MERCADO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEMANDADAS POR EL MERCADO Y POR LOS CLIENTES	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia (MW). • Diseño con multiplicadora o tipo Direct Drive (sin multiplicadora). • Tipo de generador eléctrico: jaula de ardilla, síncrono, asíncrono, imanes permanentes, etc. • Requisitos de conexión a la red en la costa. • Clase de aerogenerador según el viento del emplazamiento: Clase I, II, III, IV, S. • Diámetro de rotor. • Disponibilidad de funcionamiento (en %). • Altura de la torre. • Curva de potencia y producción anual de energía eléctrica. • Calidad de energía, ruido potencia activa y reactiva, etc. • Frecuencia de trabajo (Hz). • Tensión de trabajo en los terminales del aerogenerador (V). • Rango de temperatura ambiente de trabajo. • Peso total del aerogenerador. • Tipo de plataforma marina: anclada al fondo marino, flotante, etc. • Distancia del emplazamiento marino de la costa. • Profundidad de las aguas del emplazamiento marino. • Servicios de mantenimiento necesarios en el aerogenerador y costes asociados. • Medios requeridos para la instalación del parque marino: barcos, plataformas, barcos de apoyo, personal, instalaciones portuarias, etc. 	N.A.
	FASE DE DISEÑO CONCEPTUAL	DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GENERALES Y ESTRUCTURACIÓN TÉCNICA DEL AEROGENERADOR OFFSHORE	<p><u>CONFIGURACIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS TÉCNICOS DEL AEROGENERADOR OFFSHORE:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Eje horizontal o vertical. • Solicitaciones mecánicas. • Tipo de tren de potencia. • Sistema con multiplicadora o con Direct Drive. • Configuración eléctrica. • Potencia. • Rendimiento eléctrico. • Código de red. • Tipo de torre: metálica, hormigón, híbrida, celosía. • Nº de palas. • Tipo de orientación hacia el viento: barlovento o sotavento. • Rendimiento en la producción de energía. • % de disponibilidad en operación. • Clase de aerogenerador en función del tipo de viento. • Tipo de plataforma marina. 	N.A.

**MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGIA EOLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE**

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE CONJUNTO	FASE DE DISEÑO FUNCIONAL	FASE INTEGRADORA DE LOS COMPONENTES, INTERFACES Y SISTEMAS QUE COMPONEN EL AEROGENERADOR OFFSHORE.	<p><u>SISTEMAS QUE SE INTEGRAN EN EL DISEÑO DE CONJUNTO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Torre. • Plataforma marina y sistema de cimentación al fondo marino. • Palas. • Rotor. • Tren de potencia. • Nacelle. • Sistemas de giro y orientación. • Sistema de control. • Configuración eléctrica. • Subestación de transformación marina. • Conexión a red. 	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	VERIFICACIÓN ESTRUCTURAL DEL DISEÑO DE AEROGENERADORES	VERIFICACIÓN ESTRUCTURAL DEL DISEÑO MEDIANTE LA COMPROBACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	• Cálculos de diseño de detalle: deben asegurar que no se produzca un fallo de un componente o del sistema (incluye el aerogenerador Offshore y la plataforma marina).	N.A.
			• Establecimiento de unos valores de cargas de diseño con unas características técnicas y unas características de resistencia de los materiales : a ambos parámetros se les asignan unos coeficientes parciales de seguridad (entre el 2% y el 5% para la resistencia de los materiales).	Coefficientes parciales de seguridad (entre el 2% y el 5% para la resistencia de los materiales)
			• Los coeficientes de seguridad parciales están definidos en función de: o Modo de fallo. o Consecuencias del fallo. o Periodicidad de las inspecciones asignadas para cada componente o sistema.	N.A.
			• Comprobaciones estructurales que se deben realizar sobre los componentes y los sistemas: o Comprobación de la resistencia estructural del componente o sistema a condiciones de cargas extremas: Análisis estructural frente a cargas externas. o Comprobación de la vida a fatiga del componente o sistema: Análisis de fatiga. o Comprobación de la Estabilidad estructural. o Verificación de las deflexiones máximas (plataformas marinas, palas y torres): Análisis de deflexiones críticas. o Verificación de resonancias de componentes o sistemas.	N.A.
			• COMPROBACIONES ESTRUCTURALES QUE SE DEBEN REALIZAR SOBRE LA PLATAFORMA MARINA, LOS COMPONENTES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE Y LOS SISTEMAS DEL MISMO: o Comprobación de la resistencia estructural de la plataforma marina, del componente o sistema a condiciones de cargas extremas: Análisis estructural frente a cargas externas. o Comprobación de la vida a fatiga de la plataforma marina, del componente o sistema: Análisis de fatiga. o Comprobación de la Estabilidad estructural. o Verificación de las deflexiones máximas (palas, torres y plataforma marina): Análisis de deflexiones críticas. o Verificación de resonancias de la plataforma marina, de componentes o sistemas.	N.A.
			• Definición de tolerancias constructivas y de diseño de la plataforma marina, de los componentes del aerogenerador Offshore y de los sistemas del mismo.	N.A.
			• Definición de tolerancias generales de componentes y sistemas del aerogenerador Offshore.	N.A.
			• Definición del tipo de lubricación del aerogenerador Offshore y de los sistemas del mismo.	N.A.
			• Definición del tipo de protección contra la corrosión en las condiciones medioambientales marinas: se debe definir para la plataforma marina, para los componentes del aerogenerador Offshore y los sistemas del mismo.	N.A.
			• Definición de protección contra la corrosión y lubricación de componentes y sistemas del aerogenerador Offshore.	N.A.
		NORMATIVAS GENERALES APLICABLES EN CUANTO A VERIFICACIÓN ESTRUCTURAL DEL DISEÑO DE AEROGENERADORES Y DE SUS SUB-COMPONENTES PRINCIPALES:	• NORMA IEC 61400-1 (2005) (WIND TURBINE GENERATOR SYSTEMS, PART 1: SAFETY REQUIREMENTS): DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE CARGAS DE DISEÑO QUE DEBEN SER VERIFICADOS.	N.A.
			• ESTANDAR GL (GERMANISCHER LLOYDS) (GL WIND GUIDELINE: REGULATION FOR THE CERTIFICATION OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS)	N.A.
			• ESTANDAR DANISH STANDARD DS 472 (LOAD AND SAFETY FOR WIND TURBINES STRUCTURES): CARGAS, PROPIEDADES DE MATERIALES Y METODOLOGÍA DE VERIFICACIÓN.	N.A.
			• NVN11400-0 (WIND TURBINES: CRITERIA FOR TYPE CERTIFICATION).	N.A.
			• DIBT RIGTLINIEN (WINDKRAFTANLAGEN EINWIRKUNGEN UND STANDSICHERHEITS NACHWEIS FÜR TURF UND GRUNDUNG): DEFINICIÓN DE CARGAS Y COEFICIENTES PARCIALES DE SEGURIDAD.	N.A.
			• RISOE DNV: "GUIDELINES FOR DESIGN OF WIND TURBINES".	N.A.
			• Norma IEC 61400-3 Edición 1 (2009) (Design requirements for Offshore wind turbines): definición de los casos de cargas de diseño que deben ser verificados.	N.A.
			• IEC 60721-2-1:1982, Classification of environmental conditions – Part 2-1: Environmental conditions appearing in nature. Temperature and humidity. Amendment 1:1987.	N.A.
			• IEC 62305-3:2006, Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard.	N.A.
			• IEC 62305-4:2006, Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures.	N.A.
			• ISO 2394:1998, General principles on reliability for structures.	N.A.
			• ISO 2533:1975, Standard Atmosphere.	N.A.
			• ISO 9001:2000, Quality management systems – Requirements.	N.A.
			• ISO 19900:2002, Petroleum and natural gas industries – General requirements for offshore structures.	N.A.
			• ISO 19901-1:2005, Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions.	N.A.
			• ISO 19901-4:2003, Petroleum and natural gas industries – Specific requirements for offshore structures – Part 4: Geotechnical and foundation design considerations.	N.A.
			• ISO 19902, Petroleum and natural gas industries – Fixed steel offshore structures.	N.A.
			• ISO 19903: 2006, Petroleum and natural gas industries – Fixed concrete offshore structures.	N.A.
			• DNV-OS-J101 (October 2007): Design of Offshore Wind Turbines Structures.	N.A.
			• Guideline for the certification of Offshore Wind turbines: Edition 2005 (GL).	N.A.
			• Norma IEC 61400-22 Edición 1 (2010): "Conformity Test and Certification".	N.A.
			• Directiva europea EN50308: Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.	N.A.
			• Directiva de máquinas.	N.A.
			• Directiva de baja tensión.	N.A.
			Normas adicionales que son de aplicación para aerogeneradores Offshore: o IEC 61400 - 11 Acoustic noise measurement techniques. o IEC 61400 - 12, 12.1, 12.2, 12.3 Power performance measurement techniques. o IEC 61400 - 13 Measurement of mechanical loads. o IEC 61400 - 14 Declaration of apparent sound power level and tonality values. o IEC 61400 - 21 Power quality requirements for grid connected wind turbines. o IEC 61400 - 23 Full - scale structural blade testing of rotor blades for WT. o IEC 61400 - 24 Lightning Protection for wind turbines. o IEC 61400 - 25 Communications for monitoring and control of wind power plants. o DIN/ISO/IEC 81400 - 4 Design requirements for gearboxes for wind turbines. o IEC WT 01 System for conformity test and certification of wind turbines - Rules and procedures.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	INFLUENCIA SOBRE CARGAS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE POR FACTORES TÉCNICOS	• Función de Control en el aerogenerador: o Sistema de Control de potencia: si es de tipo Pitch, Stall o Velocidad variable. o Conceptos de seguridad en el funcionamiento en operación.	N.A.
			• Estructura elástica (Aero-elasticidad): Tamaño y frecuencias naturales.	N.A.
			• Aerodinámica del rotor: perfiles aerodinámicos y fórmulas aerodinámicas utilizadas (Cp, Cm, Cs).	N.A.
		CONDICIONES EXTERNAS AL AEROGENERADOR OFFSHORE	Condiciones del viento en el emplazamiento marino (ver punto 6.3 de la norma IEC 61400-3): se tienen en cuenta los parámetros técnicos específicos del emplazamiento marino, tanto en el caso normal como en el caso extremo en cuanto a condiciones de viento. i. Gradiente de altura del viento. ii. Turbulencias del viento. iii. Frecuencia de distribución. iv. Velocidad media del viento. v. Velocidad extrema del viento. vi. Inclinação del flujo medio de viento con respecto al plano horizontal es 0. vii. Perfil de viento V(z): la velocidad media el viento es función de la altura del rotor sobre el nivel del agua del mar. viii. Altura extrema de las olas.	N.A.
			Las condiciones climáticas y medioambientales adicionales a ser tenidas en consideración son las siguientes: • Temperatura del aire. • Humedad. • Densidad del aire. • Radiación solar. • Lluvia, hielo y nieve. • Sustancias químicas activas. • Partículas activas químicamente. • Partículas activas mecánicamente. • Salinidad como causante de la corrosión. • Rayos. • Grado sísmico como causa de terremotos. • Densidad del agua. • Temperatura del agua. • Tráfico marítimo.	N.A.
			Condiciones medioambientales normales (en el funcionamiento de un aerogenerador Offshore): Condiciones adicionales especificadas en la fase de diseño deberán estar conformes a los requisitos de la norma IEC 60721-2-1. • Rango de temperatura ambiente del aire: -10 a +40 °C. • Humedad relativa de hasta el 100%. • Intensidad de la radiación solar de 1000 W/m2. • Densidad del aire de 1,225 kg/m3. • Densidad del agua de 1025 kg/m3. • Rango de temperatura del agua de 0°C a +35°C.	N.A.
			Condiciones medioambientales extremas (en el funcionamiento de un aerogenerador Offshore): Condiciones adicionales especificadas en la fase de diseño deberán estar conformes a los requisitos de la norma IEC 60721-2-1. • Temperatura: el rango extremo de temperatura del aire estará comprendido entre -20 °C y +50 °C. Densidad del agua de 1025 kg/m3. • Rayos: las protecciones contra rayos aplican según lo requerido en la norma IEC 61400-1. • Hielo: no hay requerimientos mínimos de hielo para aerogeneradores Offshore en las clases estándar, pero la acumulación de hielo sobre las plataformas marinas debe ser considerada como carga de diseño (humedad y partículas a 0°C). • Terremotos: no hay requerimientos mínimos de terremotos para aerogeneradores Offshore en las clases estándar. Las consideraciones sobre terremotos aplican según lo requerido en la norma IEC 61400-1.	N.A.
			Olas: las características de las olas en el estado real del mar se describen mediante un modelo estocástico. Estas características de diseño a incluir que describen el estado real del mar son: 1. Espectro de la ola S _n . 2. Altura de ola significativa H _s . 3. Periodo de pico espectral T _p . 4. Dirección media de la ola θ _{wm} .	N.A.
			Correlación de viento y olas marinas: La correlación de las condiciones normales del viento y de las olas incluirá las condiciones medias de velocidad de viento y la dirección de las olas. Los parámetros técnicos a considerar son: 1. Velocidad media del viento. 2. Altura de las olas significativa. 3. Pico del Periodo espectral.	N.A.
			Corrientes marinas: son consideradas de manera general como un campo de flujo horizontal con velocidad y dirección constantes, las cuales varían solamente en función de la profundidad de las aguas. Los factores técnicos que se deben considerar de la velocidad de la corriente del mar son los siguientes: 1. Corrientes por debajo de la superficie generadas por las mareas, tormentas y variaciones de presión. 2. Corrientes en la superficie generadas por el viento. 3. Corrientes inducidas por las olas próximas a la costa.	N.A.
		CONDICIONES HIDROLÓGICAS DEL ENTORNO MARINO (VER PUNTO 6.4 Y 6.5 DE LA NORMA IEC 61400-3).	Nivel del agua: se considerará un nivel constante del nivel del mar (MSL) en caso de cargas últimas con condiciones normales de olas.	N.A.
			Hielo en el mar: pueden ser de dos tipologías y ambas afectan a las cargas de diseño. 1. Cargas estáticas producidas por el hielo depositado sobre las estructuras marinas y partes del aerogenerador, las cuales son cargas de diseño a tener en cuenta. 2. Bloques de hielo a la deriva en el mar: influyen como carga dinámica sobre la estructura de la plataforma marina y adicionalmente si existe el caso de impactos repetitivos afecta también a las cargas de fatiga.	N.A.
			Crecimiento de organismos: influye sobre la masa de la superficie de la plataforma sobre la que se deposita. Presenta influencias sobre las cargas hidrodinámicas, la respuesta dinámica, el grado de corrosión de la estructura.	N.A.
			Movimiento del fondo marino y arrastres de materiales: en el lecho marino se producen desplazamientos de materiales y movimiento del fondo marino lo cual afecta al diseño de la plataforma marina. El análisis de los movimientos del fondo marino y sus desplazamientos, así como el diseño de las protecciones estarán conformes a lo especificado en la norma ISO 19901-4 (apartado 12.9).	N.A.
		CONDICIONES DE CARGAS DE DISEÑO APLICADAS SOBRE EL AEROGENERADOR OFFSHORE	Cargas aerodinámicas: su aplicación se produce sobre los siguientes sistemas fundamentales del aerogenerador Offshore. i. Cargas aerodinámicas del sistema de control del aerogenerador. ii. Cargas aerodinámicas del rotor del aerogenerador: perfiles aerodinámicos y fórmulas aerodinámicas utilizadas (Cp, Cm, Cs). iii. Cargas aerodinámicas del tren de potencia del aerogenerador. iv. Cargas aerodinámicas del sistema de generación eléctrica del aerogenerador. v. Cargas aerodinámicas de la nacelle del aerogenerador. vi. Cargas aerodinámicas de la torre del aerogenerador.	N.A.
			Cargas hidrodinámicas: la aplicación de estas cargas se produce sobre los sistemas de la estructura mecánica del aerogenerador Offshore en contacto con el agua, los cuales son los siguientes. i. Cargas hidrodinámicas aplicadas sobre las estructuras mecánicas de la plataforma marina del aerogenerador Offshore. ii. Cargas hidrodinámicas aplicadas sobre la torre del aerogenerador Offshore. iii. Cargas hidrodinámicas aplicadas sobre el sistema de cimentación del lecho marino del aerogenerador Offshore.	N.A.
			Cargas de interacción entre el suelo marino y la plataforma marina: la aplicación de estas cargas se produce sobre los sistemas de cimentación del lecho marino del aerogenerador Offshore. Adicionalmente existen interacciones de cargas aplicadas con las estructuras mecánicas de la plataforma marina.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	CARGAS DINÁMICAS	o Estructura elástica (Aero-elasticidad) del aerogenerador Offshore: Tamaño y frecuencias naturales.	N.A.
			Cargas dinámicas del sistema de control del aerogenerador. □ Sistema de Control de potencia: si es de tipo Fijo o Velocidad variable (Pitch o Stall). □ Conceptos de seguridad en el funcionamiento en operación en el entorno marino.	N.A.
			o Cargas dinámicas del rotor del aerogenerador.	N.A.
			o Cargas dinámicas del tren de potencia del aerogenerador.	N.A.
			o Cargas dinámicas del sistema de generación eléctrica del aerogenerador.	N.A.
			o Cargas dinámicas de la nacelle del aerogenerador.	N.A.
			o Cargas dinámicas de la torre del aerogenerador.	N.A.
			o Cargas dinámicas de los sistemas de sub-estructuras mecánicas auxiliares del aerogenerador.	N.A.
			o Cargas dinámicas de los sistemas de cimentación mediante plataformas marinas del aerogenerador.	N.A.
			Fatiga mecánica, estabilidad y deflexiones.	N.A.
		CARGAS GRAVITACIONALES (pueden ser cargas estáticas y dinámicas. Son causadas por la gravedad, vibraciones, la rotación y la actividad sísmica).	o <u>Ángulo de inclinación (Tilt)</u> : produce un momento flector de batimiento constante proporcional al seno del ángulo de inclinación (Tilt). o <u>Conicidad</u> : añade un momento flector de batimiento variable proporcional al seno del ángulo de conicidad.	° (ÁNGULO) N.A.
		CARGAS INERCIALES	Fuerza centrífuga que generan las palas en rotación	N
			Momentos giroscópicos (se producen cuando el vector de velocidad angular del rotor cambia de dirección al orientarse la nacelle hacia el viento).	Nm
		CARGAS AERODINÁMICAS	Cargas aerodinámicas: pueden ser cargas estáticas y dinámicas. Son causadas por el flujo del viento y su interacción con los componentes estacionarios y móviles del aerogenerador Offshore. El flujo del viento depende a su vez de los siguientes factores técnicos: o Velocidad media del viento. o Turbulencia del viento a través del rotor. o Velocidad de giro del rotor. o Densidad del aire. o Perfil aerodinámico de los componentes del aerogenerador. o Fuerza de empuje perpendicular al plano del rotor	N
		CARGAS OPERACIONALES	Fuerzas ejercidas durante la operación del aerogenerador.	Newtons
			Fatiga mecánica	N.A.
			Estabilidad y deflexiones	N.A.
		CARGAS HIDRODINÁMICAS	• Cargas hidrodinámicas: son cargas dinámicas producidas por el flujo del agua sobre la estructura de la plataforma marina. Las cargas hidrodinámicas dependen de los siguientes factores técnicos: o La cinemática del flujo de agua. o La densidad del agua. o La profundidad del agua. o El perfil y la geometría del estructura de la plataforma marina (se incluyen los efectos hidro-elásticos). o Cargas hidrodinámicas producidas por las oscilaciones de las olas (wave run-up).	N.A.
			• Cargas de hielo en el mar: pueden ser cargas estáticas y dinámicas. Las cargas estáticas son causadas por fluctuaciones del nivel de las aguas en una cubierta de hielo creada rápidamente. Las cargas dinámicas son las causadas por el movimiento inducido sobre las masas de hielo flotantes por el viento y las corrientes marinas y el contacto con la estructura de la plataforma marina.	N.A.
			• Cargas de interacción entre el suelo marino y la plataforma marina.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	CARGAS DE DISEÑO ASOCIADAS A LAS CONDICIONES MARINAS.	Fuerzas del viento en el medio marino: o Fuerza horizontal del viento en el mar: son aplicadas sobre el aerogenerador Offshore en operación (se deben considerar las fuerzas ejercidas sobre la nacelle, el rotor, las palas y la torre). o Fuerza horizontal del viento sobre la estructura de la plataforma marina.	N
			Fuerzas de las olas: son fuerzas de componente horizontal, vertical y angular que se deben considerar sobre las partes del aerogenerador Offshore en contacto con el mar (la torre, la plataforma marina y las palas).	N
			Cargas de fatiga de las olas: las fuerzas de las olas generan cargas de fatiga en función del tiempo y de la magnitud de las olas y su altura.	N.A.
			Fuerzas horizontales de la corriente marina: son aplicadas sobre las partes del aerogenerador Offshore en contacto con el mar (la torre y la plataforma marina).	N
			Fuerzas sobre los cables y líneas de anclaje de la plataforma al fondo marino: son fuerzas horizontales y verticales de reacción ejercidas sobre los anclajes de la plataforma marina y sus cables de anclaje.	N
			Fuerzas verticales de gravedad: sobre el aerogenerador Offshore instalado en el mar actúan las fuerzas de gravedad sobre todos los elementos del mismo incluidos los lastres y balastos de equilibrio de las plataformas marinas.	N
			Fuerzas verticales sobre las plataformas marinas: según el principio de Arquímedes se ejercen unas fuerzas verticales de reacción sobre los componentes flotantes de las plataformas marinas.	N.A.
			Fuerzas de inercia: las causadas por las aceleraciones del viento en las condiciones medioambientales marinas.	N.A.
			Fuerzas inducidas por los efectos giroscópicos del rotor: aplicable al comportamiento mecánico en operación en el mar del rotor de un aerogenerador Offshore.	N.A.
			Fuerza del impacto de embarcaciones o icebergs: sobre el aerogenerador Offshore y su plataforma hay que considerar el caso potencial de impacto de una embarcación o de un iceberg. Las fuerzas que actúan en este supuesto son las siguientes: o Fuerza de impacto sobre la base de la torre y la plataforma. o Fuerza de deformación a compresión de la zona de contacto. o Fuerza sobre el anclaje al fondo marino de la plataforma. o Fuerza sobre la masa en la parte superior del aerogenerador (nacelle y rotor) transmitida como movimiento longitudinal por la torre debido a su inclinación debido a la fuerza del impacto. o Fuerzas de deformación a fatiga (causadas por la deformación plástica en el impacto) de la estructura metálica de la torre y de la plataforma marina. o Valor máximo del límite elástico de deformación de la de la estructura metálica de la torre y de la plataforma marina. o Longitud máxima de desplazamiento de la torre y del aerogenerador con respecto a la vertical inicial.	N.A.
			Fuerza del viento de los huracanes: las normativas de IEC y GL no tienen en cuenta el factor de altas velocidades de viento de los huracanes como cargas de diseño.	N.A.
			Condiciones geológicas del suelo marino: antes de llevar a cabo el proyecto de instalación de un parque eólico Offshore es necesario realizar un estudio de las condiciones geológicas del emplazamiento y llevar a cabo una recopilación de datos en las áreas que se enumeran a continuación. o Investigación geológica: debe incluir los datos del tipo de estructura geológica del fondo marino del emplazamiento donde está previsto instalar el parque eólico Offshore. o Investigación técnica geológica: requiere la realización de catas de perforación en el lecho marino del emplazamiento y realizar en sayos de laboratorio sobre las mismas. o Datos meteorológicos históricos del emplazamiento: se recopilarán datos relativos a la velocidad del viento y datos oceanográficos del agua (olas: alturas máximas, frecuencias, características; corrientes marinas: características, fuerza de las corrientes, dirección). o Datos meteorológicos actualizados del emplazamiento: se recopilarán datos de detalle meteorológicos actualizados en el emplazamiento mediante una torre meteorológica. • Datos de la velocidad del viento. • Perfil de la altura de las olas. o Datos de ocurrencia de fenómenos meteorológicos extremos: aplicable al caso de huracanes de categoría 1 o superior. o Datos de estabilidad del lecho marino: se recopilarán datos en el emplazamiento del parque eólico Offshore.	N.A.
			Otras cargas: otros tipos de cargas asociados a los emplazamientos en el mar y a las condiciones marinas que es necesario considerar en las cargas de diseño son o Cargas de impacto. o Cargas de hielo. o Cargas de terremotos: según los requisitos de la norma IEC 61400-1. o Cargas hidrodinámicas producidas por olas originadas por terremotos submarinos (Tsunami). o Cargas hidrostáticas que actúan sobre la estructura de la plataforma producidas por presiones internas y externas.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGIA EOLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	A-ESTRUCTURA ELÁSTICA (AERO-ELASTICIDAD):	• Programas de modelización de los códigos aero-elásticos: o síntesis modal o modelos de subsistemas eléctricos / mecánicos (generador, pitch, etc.) o modelos de viento (turbulencias, cortadura, etc.).	N.A.
			Modelos estructurales para cargas del aerogenerador: • uso de métodos de elementos finitos; • soluciones analíticas directas; • masas discretas; • modelos predefinidos de perfiles de pala; • Grados de libertad (se limitan a los principales sub-sistemas: Tren de potencia, torsión de pala, sistema de pitch, etc.); • modelos de rigidez estructural.	N.A.
			ESTUDIOS AERO-ELÁSTICOS: • Movimiento de la pala; • movimiento de flexión del rotor; • movimiento de la torre; • torsión del eje principal y ángulo de rotación	N.A.
			• Características técnicas: se realizarán los estudios de cargas considerando la influencia de los parámetros técnicos de los sub-sistemas del aerogenerador (sistema de giro, nacelle, sistema pitch, rotor, torre, etc.). o Datos mecánicos de sub-componentes: masas; distribución de rigidez; geometría; cinemática de componentes, etc. o Datos eléctricos de sub-componentes: valor de la inercia del generador; constantes eléctricas; pérdidas eléctricas.	N.A.
			• Modelos de oleaje: los parámetros que afectan a las cargas de diseño asociados a las olas del mar y a su interacción sobre la plataforma marítima del aerogenerador Offshore requieren de la realización de un modelo específico de oleaje. Esto se puede realizar mediante programas de modelización similares a los que se realizan para los aerogeneradores Onshore .	N.A.
			• Modelos de viento en el mar: los parámetros que afectan a las cargas de diseño asociados a las características del viento en el mar y a su interacción sobre el aerogenerador Offshore (requieren de la realización de un modelo específico de modelo de viento). Esto se puede realizar mediante programas de modelización similares a los que se realizan para los aerogeneradores Onshore	N.A.
		A-ESTRUCTURA ELÁSTICA (AERO-ELASTICIDAD): PALAS	• Modelos aerodinámicos de pala: se utilizan los siguientes parámetros en la definición de los modelos. o Tipos de perfiles de pala: FFA, RISOE, DELFT, NACA, etc. o Curvas aerodinámicas de palas: Lift curve y Drag curve. o Parámetros técnicos relevantes: rugosidad, ruido. o Geometría de la pala: dimensiones, ángulo de ataque, posición del eje. o Estructura de la pala: masa, distribución de la rigidez en la pala.	N.A.
		A-ESTRUCTURA ELÁSTICA (AERO-ELASTICIDAD): MODELOS DE VIENTO	o Turbulencias del viento: presentan una importante influencia en las cargas en función de su intensidad (%) y de impacto en par equivalente (kNm)	kNm
			Cortadura del viento: La cortadura del viento y su perfil viene dada por dos componentes • Velocidad media del viento • Turbulencia en la dirección del viento.	m/s y kNm
			o Flujo ascendente del viento: la existencia de un flujo ascendente de viento en el emplazamiento y el ángulo que presenta la ascensión del viento respecto al terreno es un aspecto de influencia importante en los estudios de cargas	m/s y ° (ÁNGULO)
			o Probabilidad de Distribución de la velocidad del viento: la distribución de la velocidad del viento presenta un perfil según el modelo de Weibull	Modelo de Weibull
			o Sombras de viento de un aerogenerador sobre otro.	Distancia (m)
			o Densidad del viento: el factor de densidad del aire (kg/m3) varía con la temperatura (a mayor temperatura menor densidad del aire y a menor temperatura mayor densidad del aire)	kg/m3
			La influencia de la densidad del aire sobre las cargas del aerogenerador y los efectos de las bajas y altas temperaturas del aire: • Densidad del aire como factor de influencia en las cargas del aerogenerador. • Evaluación de los requisitos de materiales para todos los rangos de temperatura de trabajo y ambientales. • Procedimientos de soldadura en casos de baja temperatura. • Los sistemas del aerogenerador deben cumplir los requisitos de funcionamiento en bajas temperaturas: sistemas de refrigeración, sistemas hidráulicos, sistemas de lubricación, etc. • Requerimientos de tornillería: procedimientos de pre-tensionados para evitar roturas por sobre-tensiones. • Instalación de elementos calefactores. • Sistemas de detección de hielo en anemómetros, sensores de viento y bordes de ataque de las palas. • Sistema de control de sobre-temperaturas y calentamientos excesivos de componentes y sub-sistemas.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	B-SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR	• Control de pitch individual: el objetivo es reducir las cargas aerodinámicas y los desequilibrios producidos por las condiciones de viento como son cortadura de viento, flujo ascendente (upflow), turbulencias del viento, des-alineamientos.	N.A.
			• Modo de seguridad del aerogenerador: es la posición adoptada por el sistema de control en situaciones de alta velocidad del viento y des-alineamientos del sistema de giro.	N.A.
			• Disturbios de la conexión a red: se utilizan diseños eléctricos y componentes específicos para obtener un mejor rendimiento en caso de disturbios de la conexión a la red. Por ejemplo: generadores de imanes permanentes, resistores tipo chopper, etc.	N.A.
			• Paradas suaves de aerogenerador: se activan mediante procedimientos específicos de parada.	N.A.
			• Sistemas de amortiguación en la torre: el objeto es la reducción de las vibraciones de la torre.	N.A.
			• Sistema de control de pitch: el objeto es la reducción de sobre-velocidades del aerogenerador.	N.A.
		C-CASOS DE CARGAS DE DISEÑO	• Condiciones de operación: parada, arranque, funcionamiento en vacío y en carga, producción de potencia nominal	N.A.
			• Condiciones transitorias: transporte, montaje, instalación en el emplazamiento marino, averías del sistema de control, avería del sistema de protección, pérdida de conexión a la red, sobre-velocidad, operaciones de mantenimiento y reparación, ensayos de certificación y de calidad.	N.A.
			• Condiciones externas Ambientales: Condiciones normales.	
			• Distribución de velocidades medias del viento: a largo plazo según la probabilidad de distribución del modelo Weibull	m/s
			• Modelo de perfil de velocidad de viento normal (NWP=Normal Wind Profile).	N.A.
			• Modelo de turbulencia normal (NTM=Normal Turbulence Model).	kNm
			• Densidad del viento.	kg/m3
			• Condiciones externas Ambientales: Condiciones extremas	
			• Modelo extremo de velocidades de viento (EMW=Extreme Model Wind).	m/s
			• Ráfaga extrema de operación (EOG = Extreme Operating Gust).	m/s
			• Cambio extremo de dirección (EDC= Extreme Direction change).	N.A.
			• Ráfaga extrema coherente (ECG= Extreme Coherent Gust).	m/s
			• Ráfaga extrema coherente con cambio de dirección (ECD=Extreme Coherent Direction).	m/s
			• Cortadura extrema (EWS= Extreme Wind Shear).	m/s y kNm
			• Parámetros asociados a las olas del mar (según la norma IEC 61400-3 (punto 7.4)).	N.A.
			• Parámetros asociados a la direccionalidad del viento y de las olas del mar (según la norma IEC 61400-3 (punto 7.4)).	N.A.
			• Parámetros asociados a las corrientes marinas (según la norma IEC 61400-3 (punto 7.4)).	N.A.
			• Parámetros asociados al nivel del mar (según la norma IEC 61400-3 (punto 7.4)).	N.A.
			Otras condiciones: temperatura, densidad del aire, radiación solar, lluvia, granizo, nieve, humedad, salinidad, rayos, partículas en suspensión, agentes químicos, seísmos, etc.	N.A.
			Condiciones externas: o Eléctricas: condiciones de la red eléctrica a la que se conecta el aerogenerador. o Tipo de suelo: condiciones relacionadas con la cimentación a realizar en el emplazamiento marino.	N.A.
			6 principales vectores componentes de las cargas (Fx, Fy, Fz, Mx, My, Mz)	N.A.
			Tipos de coeficientes de seguridad parciales: • Coeficientes de seguridad de las cargas de diseño. • Coeficientes de seguridad de los materiales. • Coeficientes de seguridad de las consecuencias del fallo del aerogenerador.	N.A.
			• Análisis de cargas extremas: El procedimiento a seguir es obtener los valores máximos y mínimos para cada componente y caso de cargas. Se utiliza en cada caso el coeficiente que aplica y a partir de esto se calcula la envolvente de cargas para todos los casos de cargas obteniéndose así las cargas extremas para cada componente del aerogenerador.	N.A.
			• Análisis de fatiga: se utiliza la regla de Miner en la que el daño a fatiga se obtiene al aplicar el concepto de que se sobrepasará el estado último de resistencia a fatiga cuando el daño acumulado supere el valor de la unidad	
			• Rain Flow Counting (RFC): es utilizado para el cálculo de cargas de fatiga en los componentes estructurales del aerogenerador (Torre, bastidor principal, eje principal).	N.A.
			• Duración de la distribución de cargas (LDD = Load Duration distribution): es utilizado para el cálculo de cargas de fatiga en los componentes giratorios del aerogenerador	s (TIEMPO ACUMULADO)
			• Análisis de estabilidad: no se permite el pandeo de ningún componente bajo características normales, permitiéndose el pandeo elástico solo en aquellos componentes cuyo fallo no implique el fallo de componentes adicionales.	mm
			• Análisis de deflexiones críticas: debe comprobarse que no se producen deflexiones críticas que puedan afectar a la seguridad estructural del aerogenerador.	mm
			• Frecuencias de resonancia en las estructuras: se deben evitar las siguientes frecuencias de resonancia en las cargas y aplicar un margen de seguridad del 10% en el cálculo de masas para evitar las mismas.	
			o Frecuencias de resonancia rotacionales y el primer armónico y los siguientes armónicos.	Hz
			o Frecuencias de resonancia de las palas (Flap y Edge).	Hz
			o Frecuencia de resonancia de la multiplicadora y sus armónicos.	Hz
			o Frecuencias de resonancia rotacionales y sus armónicos.	Hz
			o 1ª y 2ª Frecuencia de resonancia de la torre.	Hz
			o Frecuencias de resonancia de pandeo y torsionales del rotor y del eje de potencia (Drive Train).	Hz
			o Frecuencias de resonancia de pandeo del eje de potencia (Drive Train) y del generador.	Hz
			o Frecuencias de resonancia de las estructuras mecánicas trasera e inferior de la nacelle.	Hz
			o Frecuencias de resonancia de las estructuras mecánicas de la estructura metálica de interconexión entre la torre y la plataforma marina.	Hz
			o Frecuencias de resonancia de las estructuras mecánicas de la estructura metálica de la plataforma marina.	Hz

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	CÁLCULOS DE CARGAS DE DISEÑO	Cálculos de cargas hidrodinámicas: se considerarán las cargas hidrodinámicas que apliquen según los casos y en especial las que afectan a la plataforma marina, las cuales son las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> • Cargas aerodinámicas. • Cargas gravitacionales. • Cargas inerciales. • Cargas de actuación operacionales. • Cargas hidrodinámicas. • Cargas de hielo en el mar. • Cargas de interacción entre el suelo marino y la plataforma marina. 	N.A.
			• Cálculos de cargas de hielo en el mar: los cálculos de las cargas estáticas y dinámicas del hielo en el mar.	N.A.
			o Perturbaciones del viento en el emplazamiento debido al propio aerogenerador Offshore (sombras de viento de la torre, velocidades inducidas por las estelas, etc.).	N.A.
			o Influencia de los flujos tridimensionales sobre las características aerodinámicas de las 3 palas.	N.A.
			o Efectos aerodinámicos inestables.	N.A.
			o Dinámica estructural y unión de los modos de vibración.	N.A.
			o Efectos aeroelásticos.	N.A.
			o Comportamiento del sistema de control y de protección del aerogenerador Offshore.	N.A.
			o Influencia del hielo en las palas y en otros componentes del aerogenerador Offshore en sus características aerodinámicas y dinámicas.	N.A.
			o Las propiedades estáticas y dinámicas de la interacción de la cimentación y el fondo marino; no linealidad del de la interacción de la cimentación y el fondo marino; inestabilidad y potencial variación de las propiedades dinámicas debido a arrastres de materiales del fondo marino (scour) y a dunas marinas; frecuencias de resonancia de la estructura de la plataforma marina; cambios en las cargas de la cimentación en el fondo marino.	N.A.
			o Frecuencias de resonancia y cargas dinámicas de la plataforma marina debidos a la masa acumulada de organismos naturales.	N.A.
			o Respuesta dinámica del aerogenerador Offshore a la combinación de cargas aerodinámicas y cargas hidrodinámicas.	N.A.
			o Cinemática no lineal de las olas (Shallow water hydrodynamics and breaking waves).	N.A.
			o <u>Difracción</u> (Guidance on calculation of hydrodynamics loads) e incluir los aspectos técnicos: <input type="checkbox"/> Flexibilidad estructural de la plataforma marina. <input type="checkbox"/> Viento turbulento. <input type="checkbox"/> Olas lineales regulares e irregulares. <input type="checkbox"/> Olas con crestas de tamaño reducido, irregulares y lineales.	N.A.
			o <u>Fatiga</u> : daños de fatiga asociados al efecto a largo plazo de los parámetros técnicos meteorológicos y oceanográficos (altura de las olas, picos de periodos espectrales, velocidad media del viento).	N.A.
			o Respuesta de resonancia de la estructura de la plataforma marina: los altos niveles de resonancia que potencialmente se pueden presentar son consecuencia de un bajo nivel de amortiguamiento aeroelástico de la estructura de la plataforma en la dirección lateral.	N.A.
			o Tensiones críticas en zonas críticas: son producidas por el efecto de cargas multiaxiales múltiples.	N.A.
			o <u>Grietas en las cimentaciones</u> : en la base cimentada o en los componentes de anclaje al suelo marino se deben definir condiciones de diseño para prevenir su ocurrencia.	N.A.
			o Cargas asociadas a las condiciones creadas durante el transporte, montaje, mantenimiento y reparación de los aerogeneradores Offshore: según lo indicado en la norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009) en el punto 7.4.8 (7.4.8 Transport, assembly, maintenance and repair DLC 8.1 to 8.3), existen una serie de condiciones de viento, condiciones medioambientales marinas y situaciones de diseño (cargas de diseño) cuya influencia debe ser considerada en las operaciones de transporte, montaje en el emplazamiento, accesos al aerogenerador, mantenimiento y reparación del mismo. Las cargas de diseño que pueden ocurrir durante estas operaciones incluirán los siguientes aspectos: <input type="checkbox"/> Pesos de herramientas, utillajes y equipamientos utilizados. <input type="checkbox"/> Cargas de las operaciones llevadas a cabo con grúas. <input type="checkbox"/> Cargas ocasionadas por los cables de amarre de los barcos durante las operaciones de montaje y servicio del aerogenerador Offshore. <input type="checkbox"/> Cargas producidas, cuando apliquen, por helicópteros aterrizando sobre la cubierta del aerogenerador Offshore. <input type="checkbox"/> Incrementar en 5 m/s la velocidad de viento especificada para considerar las cargas producidas por las olas. <input type="checkbox"/> Impactos en la estructura metálica de la plataforma ocasionados por barcos de transporte y mantenimiento. <input type="checkbox"/> La fuerza de impacto de un barco a considerar será, si no se conoce específicamente, de 5 Nm aplicada. <input type="checkbox"/> Otras cargas de diseño adicionales según lo especificado en el punto 7.4.8 (7.4.8 Transport, assembly, m	N.A.
		ANÁLISIS DEL ESTADO DE CARGAS ÚLTIMAS: (Según los requisitos establecidos en la norma IEC 61400-1 de aerogeneradores Onshore en lo referido al rotor y a la nacelle; y para el diseño de la estructura mecánica de la plataforma marina se utilizarán las cláusulas indicadas en la norma IEC 61400-3 (Punto 7.8), específica para aerogeneradores Offshore).	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de seguridad parcial: • Efecto de las cargas de diseño. • Resistencia de diseño. • Análisis de resistencia última. • Factores de seguridad parciales para las cargas: aplican los especificados en la Tabla 3 (ver Anexo XX) de la norma IEC 61400-1. • Factores de seguridad parciales para resistencia y para los materiales. • Fallos por fatiga: aplican los casos de fatiga y los factores de seguridad según la norma IEC 61400-3. • Factor de seguridad parcial especiales. 	N.A.
		MONITORIZACIÓN DE CARGAS DE DISEÑO	• Producción de potencia: en relación a la velocidad de viento.	KWh
			• Producción de potencia con avería en el sistema de control o seguridad: en relación a la velocidad de viento.	KWh
			• Parada y funcionamiento en vacío.	N.A.
			En condiciones de operación transitorias: <ul style="list-style-type: none"> • Arranque. • Parada. • Parada de emergencia. • Fallo de red. • Activación del sistema de protección por sobre-velocidad. 	N.A.
			• Cargas de la plataforma marina: ver punto Cargas de diseño asociadas a las plataformas marinas con los factores específicos.	N.A.
			• <u>Parámetros meteorológicos</u> : además de las que se monitorizan en el caso de los aerogeneradores Onshore, se indican las características meteorológicas que es preciso monitorizar en el caso específico de los aerogeneradores Offshore.	N.A.
			• Condiciones del viento en el emplazamiento marino.	N.A.
			• Condiciones hidrológicas del entorno marino.	N.A.
			• Humedad del aire.	kg/m3
			• Densidad del agua.	kg/m4
			• Temperatura del agua.	°C
			• Salinidad del agua.	%

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	MONITORIZACIÓN DE CARGAS DE DISEÑO: Cargas fundamentales	• Cargas en palas: o Momento flector o Momento flector lead-lag.	Nm
			• Cargas en rotor: o Momento de cabeceo (Tilt). o Momento de orientación de góndola (Yaw). o Par de torsión del rotor.	Nm
			• Cargas en la torre: o Flector en dos direcciones.	mm
			• Cargas de la plataforma marina: Cargas de diseño asociadas a las plataformas marinas con los factores específicos.	N.A.
		MONITORIZACIÓN DE CARGAS DE DISEÑO: Parámetros meteorológicos	• Velocidad del viento: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.	m/s
			• Dirección del viento: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.	N.A.
			• Cortadura del viento.	m/s y kNm
			• Temperatura del aire: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.	°C
			• Densidad del aire: su control se considera obligatorio y se realiza a la altura del buje.	kg/m3
			• Gradiente de temperatura.	+/- °C
			• Presión del aire.	Bar
			• Condiciones del viento en el emplazamiento marino: Condiciones del viento en el emplazamiento marino con las características específicas.	N.A.
			• Parámetros meteorológicos: se monitorizan en el caso de los aerogeneradores Offshore las características meteorológicas específicas.	N.A.
			• Condiciones hidrológicas del entorno marino: Condiciones hidrológicas del entorno marino con las características específicas.	N.A.
			• Humedad del aire.	kg/m3
			• Densidad del agua.	kg/m4
			• Temperatura del agua.	°C
			• Salinidad del agua.	%

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	OTROS FACTORES QUE AFECTAN A LAS CARGAS DE DISEÑO: CORROSIÓN MARINA.	Los efectos de la corrosión y los daños que puede producir sobre el aerogenerador Offshore y sus componentes son fundamentalmente los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> Integridad estructural de las partes mecánicas. Reducción de la capacidad de resistencia de cargas de diseño. Fatiga: la corrosión puede actuar como foco de concentración de tensiones en estructuras metálicas y producir grietas por fatiga. En casos de cargas extremas: la corrosión puede afectar a la resistencia estructural de las cargas de diseño. 	N.A.
			Consideraciones técnicas a llevar a cabo en el diseño con objeto de proveer la adecuada protección contra la corrosión marina. Los principales requisitos técnicos a considerar son los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> Selección de materiales: debe llevarse a cabo en relación a los estándares y códigos reconocidos internacionalmente. Consideraciones de diseño para prevenir la corrosión: <ul style="list-style-type: none"> Accesibilidad a los sistemas y componentes. Sistemas de drenaje adecuados. Eliminación de aristas e imperfecciones que puedan ser focos de creación de corrosión. Sistemas de protección contra la corrosión: la protección de los materiales metálicos mediante <ul style="list-style-type: none"> Capas de protección. Protección catódica del material. Planes de inspección incluyendo específicamente controles y revisiones del estado de la corrosión en el aerogenerador y sus componentes. Programas de reparación en los cuales se solucionen y solventen los potenciales problemas producidos por la corrosión en el aerogenerador y en sus componentes. 	N.A.
			Sistemas del aerogenerador Offshore sobre los cuales hay que aplicar la clase de protección adecuada: <ul style="list-style-type: none"> Sistemas mecánicos. Sistemas de control y de seguridad. Sistemas eléctricos. Plataforma marina y cimentaciones. 	N.A.
			En los sistemas eléctricos los aspectos de protección contra la corrosión medioambiental marina deben considerarse los parámetros técnicos siguientes: <ul style="list-style-type: none"> Clase de protección contra la corrosión. Clase climática. Clase medioambiental. Clase de contaminación. Clase de protección contra el ingreso de partículas (IP). Requisitos de aislamientos. Atmósfera salina. Grado de humedad. Rango de Temperaturas. Requisitos de ventilación. Control de condensación. Ingreso de partículas de agua. 	N.A.
			El proceso de corrosión en el entorno marino está sujeto a la influencia de las siguientes variables técnicas provenientes del agua del mar: <ul style="list-style-type: none"> tipo y masa de sal disuelta en el agua. tipo y masa de contaminación disuelta en el agua. Oxígeno disuelto en el agua. Temperatura del agua del mar. Movimiento y flujo del agua del mar. 	N.A.
			Factores climáticos y biológicos: <ul style="list-style-type: none"> Crecimiento de organismos: en las partes de la estructura metálica y de la torre del aerogenerador en contacto con el mar se produce el crecimiento de una capa de organismos, los cuales en general potencian la corrosión. Adicionalmente interfieren con los recubrimientos y protecciones catódicas contra la corrosión. Hielo flotante: en zonas árticas los hielos a la deriva y el contacto con las partes de la estructura metálica y de la torre del aerogenerador producen la eliminación de las capas de protección contra la corrosión. Altas temperaturas y elevada humedad: esta combinación propia de condiciones tropicales afecta directamente a la protección contra la corrosión debilitándola de manera severa. 	N.A.
			Sistemas de protección contra la corrosión: <ul style="list-style-type: none"> Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2). Sistemas de protección catódica del material: <ul style="list-style-type: none"> Galvanizado mediante ánodos. Sistema de corriente impresa. Presurización interna de la nacelle y del interior de la torre (aire a presión producido mediante un sistema neumático). 	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	OTROS FACTORES QUE AFECTAN A LAS CARGAS DE DISEÑO: CORROSIÓN MARINA.	Zona atmosférica: incluye las zonas del aerogenerador expuestas al medio ambiente marino directamente y a las zonas semi-protégidas. Estas zonas las podemos subdividir en las áreas siguientes:	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Nacelle y rotor: los sistemas contra la corrosión que se deben especificar en el entorno marino sobre los materiales metálicos son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> o Presurización interna de la nacelle: mediante la presión interna generada por un sistema neumático se evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados en el interior de la nacelle se vean afectados por la corrosión. o Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. <ul style="list-style-type: none"> □ C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. □ C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. □ C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Torre y partes metálicas de la torre: los sistemas contra la corrosión que se deben especificar en el entorno marino sobre los materiales metálicos son los siguientes. <ul style="list-style-type: none"> o Presurización interna de la torre: es un sistema opcional en el caso de la torre de aerogeneradores Offshore mediante el cual la presión interna generada por un sistema neumático evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados en el interior de la torre se vean afectados por la corrosión. o Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. <ul style="list-style-type: none"> □ C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. □ C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. □ C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior. 	N.A.
			Zonas intermedia o splash (sujeta al efecto de las olas del mar): es la zona de la estructura del aerogenerador sujeta a contacto intermitente con el agua del mar, sujeta a las intermitencias de las olas, de las mareas y de las variaciones locales (parte superior de la plataforma marina y la parte inferior de la torre del aerogenerador Offshore). Los sistemas contra la corrosión que se deben especificar en el entorno marino sobre los materiales metálicos son los siguientes:	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. <ul style="list-style-type: none"> o C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. o C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. o C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior. 	N.A.
			Zona sumergida: es la zona que se extiende desde la plataforma marina (aplicable a plataformas ancladas al fondo marino y a las de tipo flotante) en la superficie del mar hasta el lecho marino, incluyendo los compartimentos de la estructura que se inundan con agua del mar. El objetivo de la protección contra la corrosión marina en este caso es el de garantizar la vida de la estructura metálica de la plataforma marina permitiendo a su vez intervenciones de reparación de las zonas afectadas por la corrosión. Los sistemas contra la corrosión que se deben especificar en el entorno marino sobre los materiales metálicos sumergidos en el agua son los siguientes:	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de protección catódica del material: en función de la tipología de la estructura metálica se pueden seleccionar uno de los dos subtipos de protección catódica. <ul style="list-style-type: none"> o Galvanizado mediante ánodos. o Sistema de corriente impresa. • Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la estructura en caso de que la distribución de las corrientes se desarrollen de manera poco adecuada, en zonas y espacios donde la protección catódica no es efectiva, añadiendo de este modo una protección adicional contra la corrosión. 	N.A.
			Zona enterrada: es la zona de la plataforma marina o de los anclajes al fondo marino que se encuentran enterrados en la zona de sedimentos del lecho del mar o bien cubiertos por material de estabilización por gravedad. Aplican los mismos sistemas de protección contra la corrosión que en el caso de zonas sumergidas del aerogenerador Offshore.	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de protección catódica del material: en función de la tipología de la estructura metálica se pueden seleccionar uno de los dos subtipos de protección catódica. <ul style="list-style-type: none"> o Galvanizado mediante ánodos. o Sistema de corriente impresa. • Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la estructura en caso de que la distribución de las corrientes se desarrollen de manera poco adecuada, en zonas y espacios donde la protección catódica no es efectiva, añadiendo de este modo una protección adicional contra la corrosión. 	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	TIPOS DE CARGAS DE DISEÑO	MONITORIZACIÓN DE CARGAS DE DISEÑO: Parámetros de operación del aerogenerador Offshore	• Potencia eléctrica: su control se considera obligatorio.	KWh
			• Velocidad del rotor: su control se considera obligatorio.	R.P.M.
			• Angulo de paso (Pitch): su control se considera obligatorio.	° (ÁNGULO)
			• Posición de la nacelle (Yaw): su control se considera obligatorio.	N.A.
			• Posición azimutal del rotor: su control se considera obligatorio.	° (ÁNGULO)
			• Conexión a la red eléctrica.	N.A.
			• Estado de funcionamiento del sistema de freno.	N.A.
			• Estado general de funcionamiento del aerogenerador: según los datos proporcionados sobre los parámetros técnicos por el panel de control.	N.A.
	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: GENERALES.	CRITERIOS DE DISEÑO GENERALES.	Los criterios de diseño de un aerogenerador Offshore están sujetos a los mismos condicionantes y requisitos de diseño que lo indicado para aerogeneradores Onshore.	N.A.
			• <u>Plataforma marina</u> : la estructura metálica y las diferentes tipologías de plataformas (ancladas al fondo y flotantes) son diseños específicos de los aerogeneradores Offshore. La normativa DNV Offshore Standard, DNV-OS-J101, Design of offshore wind turbine structures desarrolla las características específicas de diseño y los requisitos que deben cumplir las plataformas marinas y sus estructuras para las aplicaciones en aerogeneradores Offshore.	N.A.
			• <u>Cimentación de la plataforma marina</u> : el tipo de anclaje al fondo marino o en su caso la cimentación por gravedad (mediante aportación de materiales con objeto de estabilizar la zona de anclaje de la plataforma al fondo marino) son diseños específicos de los aerogeneradores Offshore.	N.A.
			• <u>Cargas de diseño específicas de los aerogeneradores Offshore</u> : el tipo de fuerzas que actúan sobre el aerogenerador (aerodinámicas, hidrodinámicas y de interacción de la plataforma con el lecho marino), las características del viento en el mar, las condiciones medioambientales y los efectos de la corrosión, configuran un cuadro de cargas de diseño específicos del aerogenerador Offshore.	N.A.
			• <u>Aspectos medioambientales del medio marino</u> : la tipología, características y los requisitos específicos están incluidos en la norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009).	N.A.
			• Protección contra la corrosión marina.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: ROTOR	CRITERIOS DE DISEÑO DE LA PALA	o Características aerodinámicas: Tipo de perfil de la pala.	N.A.
			o Características de resistencia de los materiales (Externos e internos).	N.A.
			o Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster / Fibra de carbono con matriz de poliéster.	N.A.
			o Comprobaciones estructurales: comprobación de la resistencia frente a cargas últimas de las secciones de la pala a lo largo de toda la longitud de la pala. Modo de fallo según el criterio Puck basado en la norma VDI 2014.	Criterio Puck (norma VDI 2014)
			o Comprobación del pandeo frente a cargas últimas: de las vigas y de los paneles de las conchas de las palas.	mm
			o Comprobación a vida de los materiales compuestos de la pala.	Nº Ciclos
			o Verificación de las frecuencias naturales que afectan a la geometría y estructura de la pala.	Hz
			o Verificación de ausencia de delaminaciones frente a esfuerzos cortantes en casos de diseño con cargas últimas.	N.A.
			o Verificación de la máxima deflexión en punta de pala: chequeo mediante códigos aero-elástico aplicando un coeficiente de mayoración de 1,5 y para cargas mayoradas la punta de la pala no entre en contacto con la torre.	mm
			o Comprobación del diseño de unión de las raíces de las palas a los rodamientos del buje.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales (dimensiones y pesos): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Sistema de protección contra la corrosión marina: superficial según ISO 12944 / sistemas de pintura y acabados especiales según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE CAMBIO DE PASO (HIDRAULICO)	Integridad estructural frente a cargas últimas y a fatiga de los mecanismos de levas / bielas y sus uniones mecánicas.	N.A.
			Capacidad de actuación del grupo hidráulico y de los cilindros hidráulicos: en las condiciones determinadas por el sistema de control (frecuencia de actuación, momentos de torsión máximos en base de raíz de pala debido a fuerzas aerodinámicas, desplazamiento de carrera de los cilindros).	N.A.
			Comprobación de inestabilidades en las uniones con la raíz de pala: rigidez de los sistemas frente a la rigidez torsional de la raíz de pala.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE CAMBIO DE PASO (ELECTRICO)	Integridad estructural frente a cargas últimas y a fatiga de los mecanismos de engranes y de levas / bielas y sus uniones mecánicas.	N.A.
			Capacidad de actuación de los motores eléctricos y de los cilindros en las condiciones determinadas por el sistema de control (velocidad de giro, frecuencia de actuación, momentos de torsión máximos en base de raíz de pala debido a fuerzas aerodinámicas).	N.A.
			Comprobación de inestabilidades en las uniones con la raíz de pala: rigidez de los sistemas frente a la rigidez torsional de la raíz de pala.	N.A.
			Integridad estructural del rodamiento de pala (son del tipo de bolas o de doble hilera de bolas): tensiones estructurales ocasionadas por el giro y por las deformaciones ocasionadas.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL BUJE	o Tipo de material de fundición de hierro del buje: esteroideal (EN-GJS- 400-18-LT ó GGG40.3).	Norma EN-GJS- 400-18-LT ó GGG40.3
			o Características mecánicas de la fundición de hierro: alargamiento, resiliencia, ductilidad, resistencia mecánica, composición química.	N.A.
			o Comprobación estructural de resistencia en la condición de cargas últimas.	N.A.
			o Comprobación estructural de fatiga en la condición de cargas últimas.	N.A.
			o Verificación a fatiga mediante la utilización de Coeficientes de minoración para los parámetros: <div> <div></div> <div> <div></div> <div></div> </div> </div> Coeficiente de minoración del espesor de la fundición: la resistencia a fatiga disminuye con el espesor. Coeficiente de minoración por grados de calidad del material de la fundición en función del tipo de defectos (porosidad, textura defectuosa, presencia de grafito Chunky: los defectos superficiales implican una menor resistencia a la fatiga en el buje. Coeficiente de minoración de tamaño debido a la rugosidad superficial del buje: una mayor rugosidad superficial implica una menor resistencia a la fatiga en el buje. Coeficiente de minoración por probabilidad de supervivencia a la fatiga (Valor característico exigido por GL es 97,7%).	N.A.
			o Comprobación de la unión atornillada del buje al eje y de las uniones atornilladas a la raíz de pala: verificación de tensiones de los tornillos según normativa alemana VDI y curvas S-N de la norma Eurocódigo N°3 (EC-3).	N.A.
			o Tensiones en el buje asociadas a la interfaces de unión con la raíz de la pala y con el rodamiento: rigidez de las bolas de los rodamientos y de los platos de palas.	N.A.
			o Criterios y especificaciones de reparaciones de defectos en la fundición: cross, poros, retrabados permitidos, disminuciones máximas de espesores de la reparación, radios de reparación en bordes y fondos.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL CONO Y CARCASA DE PROTECCIÓN	o Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia del material en función de dimensiones exteriores, uniones atornilladas definidas y cargas de viento.	N.A.
			o Tipo de geometría en función de parámetros como la aerodinámica, imagen de marca, requisitos de dimensiones exteriores por necesidades funcionales.	
			o Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: TREN DE POTENCIA	CRITERIOS DE DISEÑO DEL EJE (FORJADO Y MECANIZADO)	o Tipo de material de acero forjado del eje seleccionado.	N.A.
			o Características mecánicas del acero forjado del eje: alargamiento, resiliencia, ductilidad, resistencia mecánica, composición química.	N.A.
			o Comprobación estructural de resistencia en la condición de cargas últimas: en las condiciones de mayor momento torsor, mayor momento flector y la combinación de ambos a la vez.	N.A.
			o Comprobación estructural de fatiga en la condición de cargas últimas: en la peor condición de momentos flectores alternados.	N.A.
			o Verificación a fatiga del acero del eje forjado mediante la utilización de Coeficientes de minoración para los parámetros: <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración de tamaño debido a las propiedades mecánicas: la resistencia a fatiga disminuye con el tamaño. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración de tamaño debido a la geometría del eje: la resistencia a fatiga en modo de flexión alternada disminuye con el diámetro del eje. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración de tamaño debido a la rugosidad superficial del eje: una mayor rugosidad superficial implica una menor resistencia a la fatiga en el eje. <input type="checkbox"/> Coeficiente de minoración por probabilidad de supervivencia a la fatiga (Valor característico exigido por GL es 97,7%). <input type="checkbox"/> Coeficiente de entalla: coeficientes de concentración de tensiones en diferentes secciones del eje.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales (forja): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales (mecanizado): según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE RODAMIENTOS	o Tipo de rodamientos seleccionados: Rodillos esféricos auto-alineados / Dos hileras de rodillos cónicos / Tres hileras de rodillos cónicos / Otros.	N.A.
			o Número de rodamientos en el eje: <input type="checkbox"/> Dos rodamientos en el eje principal: En general es el modelo estándar en casi todos los diseños de aerogeneradores. <input type="checkbox"/> Un rodamiento en el eje principal: se utiliza en los modelos de eje de tren de potencia compacto con dimensiones de eje principal más reducidas.	N.A.
			o Dimensionamiento de los rodamientos del eje: aplicación de normas internacionales ISO / DIN / ANSI, recomendaciones y estándares de los fabricantes de rodamientos.	N.A.
			o Tipo de material del rodamiento en el eje.	N.A.
			o Cálculos de vida de los rodamientos: en función de los esfuerzos internos a soportar por los rodillos en función de la precarga y de la rigidez de la estructura de soporte del rodamiento.	N.A.
			o Tipo de sellado de los rodamientos.	N.A.
			o Tipo de lubricación de los rodamientos: Auto-lubricación / Lubricación forzada / Otros.	N.A.
			o Comprobación y cálculo de la capacidad estructural última frente a cargas estáticas extremas.	N.A.
			o Comprobación y cálculo de la capacidad a fatiga frente a cargas dinámicas extremas.	N.A.
			o Comprobación de la duración en funcionamiento a vida durante 20 años: el equivalente para aerogeneradores On-Shore y Offshore de 120000 a 175000 horas de operación.	Horas
		CRITERIOS DE DISEÑO DE MULTIPLICADORA	o Definición del tipo de configuración de las etapas del eje de la multiplicadora: <input type="checkbox"/> 1 etapa planetaria y 2 etapas paralelas. <input type="checkbox"/> 1 etapa planetaria y 2 etapas planetarias.	N.A.
			o Comprobación de los dientes de los engranajes: <input type="checkbox"/> Capacidad estática de los engranajes frente a cargas últimas. <input type="checkbox"/> Capacidad dinámica de los engranajes frente a cargas de fatiga. <input type="checkbox"/> Resistencia a fatiga de los engranajes frente a fatiga resistente y a desgaste.	N.A.
			o Cálculo y dimensionamiento de la multiplicadora: Aplicación de normas internacionales ISO / DIN / ANSI, recomendaciones y estándares de los fabricantes de multiplicadoras.	N.A.
			o Comprobación de los rodamientos: aplican los mismos puntos y conceptos que para los rodamientos del eje principal del aerogenerador.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia torsional de los ejes de la multiplicadora.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia de la carcasa exterior de la multiplicadora: en relación a cargas extremas y a fatiga.	N.A.
			o Comprobación de la rigidez de la carcasa externa y de los ejes internos: en relación a los efectos de desalineamientos de los ejes y de la distribución de cargas en los satélites de las etapas planetarias.	N.A.
			o Comprobación de frecuencias naturales de la multiplicadora.	Hz
			o Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: NACELLE	CRITERIOS DE DISEÑO DEL BASTIDOR DELANTERO (FUNDIDO Y MECANIZADO)	o Tipo de material del bastidor delantero: <input type="checkbox"/> Fundición de hierro esferoidal (mecanizada posteriormente): EN-GJS- 400-18-LT ó GGG40.3). <input type="checkbox"/> Bastidor Mecano-soldado de acero: Tipo de acero S-275 / S-355.	N.A.
			o Tolerancias de fundición: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobaciones técnicas del bastidor delantero de fundición: aplican las mismas que las del buje en lo relativo a resistencia a cargas últimas y comprobación estructural de cargas a fatiga.	N.A.
			o Comprobaciones técnicas específicas que aplican al bastidor delantero mecano-soldado: <input type="checkbox"/> Comprobación de resistencia a cargas últimas: aplicación de la norma EC-3 en cuanto a criterios de la capacidad estructural de las uniones soldadas. <input type="checkbox"/> Comprobación estructural de cargas a fatiga: aplicación de la norma EC-3 y de la norma EWI (European Welding Institute) para el cálculo de curvas S-N de tensiones nominales y de tensiones geométricas.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación de la rigidez estructural del bastidor delantero.	N.A.
			o Comprobación de definición de diseño para la verificación a fatiga: <input type="checkbox"/> Aristas vivas eliminadas y radios adecuados en los bastidores de fundición. <input type="checkbox"/> Garantizar el grado de penetración adecuado de la soldadura en las uniones de componentes del bastidor mecano-soldado.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL BASTIDOR TRASERO (MECANO-SOLDADO)	o Tipo de material del Bastidor Mecano-soldado de acero: Tipo de acero S-275 / S-355.	N.A.
			o Tipos de soldadura aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de soldadura: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobación de la rigidez estructural del bastidor trasero para evitar la transmisión de vibraciones.	N.A.
			o Comprobación de resistencia a cargas estáticas y a pesos de los componentes.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación de las uniones atornilladas del bastidor trasero al bastidor delantero mediante unión atornillada: dimensionamiento y pares de apriete (N/m).	Nm
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS METÁLICAS AUXILIARES	o Comprobación de la rigidez estructural de las estructuras metálicas auxiliares.	N.A.
			o Comprobación de resistencia a cargas estáticas y a pesos de los componentes.	N.A.
			o Especificaciones de materiales aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: NACELLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE LA CARCASA EXTERIOR DE LA NACELLE	o Tipo de material compuesto utilizado: Fibra de vidrio con matriz de poliéster.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia del material en función de dimensiones exteriores, uniones atornilladas definidas y cargas de viento.	N.A.
			o Comprobación de la rigidez estructural para garantizar el atornillado a las estructuras metálicas auxiliares.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a cargas de presión y succión de viento.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a cargas de peso de nieve en la cubierta de la carcasa.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a cargas y sobrecargas por uso en la cubierta y suelo de la carcasa.	N.A.
			o Tipo de geometría en función de parámetros como la aerodinámica, imagen de marca, requisitos de dimensiones exteriores por necesidades funcionales.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LA CORONA DEL SISTEMA DE GIRO DE LA NACELLE	o Comprobación de la resistencia a rotura de las áreas dentadas: en función de los picos de momentos de giro.	N.A.
			o Comprobación del desgaste de los dientes de la corona: garantizar la selección de características mecánicas después del tratamiento térmico.	N.A.
			o Comprobación de la geometría del diseño en los dientes de la corona y en los de las moto-reductoras para prevenir un desgaste prematuro por fricción.	N.A.
			o Comprobación de la selección del tipo de material de la corona y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia y rigidez necesarias para garantizar el frenado de la corona sin daños sobre los dientes.	N.A.
			o Especificaciones de materiales aplicables: según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor y a la brida de torre de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (Nm).	Nm
			o Tolerancias de forja: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DEL RODAMIENTO DEL SISTEMA DE GIRO DE LA NACELLE	o Comprobación de la resistencia a cargas axiales del rodamiento.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a cargas radiales del rodamiento.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia a momentos de giro del rodamiento.	N.A.
			o Comprobación de la resistencia estructural del material de deslizamiento.	N.A.
			o Comprobación del desgaste de las pastillas de deslizamiento.	N.A.
			o Comprobación de la vida a fatiga de las pastillas de deslizamiento.	N.A.
			o Comprobación de la selección del tipo de material del rodamiento y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.	N.A.
			o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor y a la brida de torre de los diferentes componentes: dimensionamiento y pares de apriete (Nm).	Nm
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS MOTO-REDUCTORAS DEL SISTEMA DE ORIENTACIÓN	o Tolerancias de forja: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Tolerancias de mecanizado: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobación del dimensionamiento en potencia (kW) y rendimiento (%) de los motores para garantizar la capacidad de giro y vencer el momento de fricción de las fuerzas externas.	kW y %
			o Comprobación del dimensionamiento geométrico de la reductora (piñón, eje, engranajes) para garantizar la capacidad de giro ante el máximo momento del sistema.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE FRENO	o Comprobación de las uniones atornilladas al bastidor: dimensionamiento y pares de apriete (Nm).	Nm
			o Comprobación de la selección del tipo de material de los engranajes de unión a la corona y del tipo de tratamiento térmico a aplicar.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado de los sistemas del aerogenerador según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
			o Comprobación de la selección del tipo de sistema de freno: Activo (Arandelas de fricción; placas de fricción) / Pasivo (Pinzas de freno y un disco de freno).	N.A.
			o Comprobación de la capacidad de frenada del sistema de freno: debe soportar el máximo momento en las condiciones más exigentes.	Nm
			o Comprobación del mantenimiento del ángulo de azimut del sistema de freno.	° (ÁNGULO)

MATRIZ DE CARACTERISTICAS TECNICAS: ENERGIA EOLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR ON-SHORE: TORRE	CRITERIOS DE DISEÑO DE LA TORRE	o Comprobación del Tipo de material seleccionado según el tipo de torre: <input type="checkbox"/> Torre de acero: Material de Acero S-235, S-275, S-355. <input type="checkbox"/> Torre de hormigón: Material <input type="checkbox"/> Torre de celosía: Material metálico en forma de celda (mecano-soldado más galvanizado).	N.A.
			o Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de acero, estructuras metálicas: EC-3 y norma DIN 18800.	N.A.
			o Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de hormigón: EC-3 y norma DIN 18800.	N.A.
			o Comprobación de la aplicación de las normas aplicables para torres de celosía de acero, estructuras metálicas: EC-3 y norma DIN 18800.	N.A.
			o Comprobación del dimensionamiento geométrico de la torre: dimensiones de cada tramo y del conjunto final (acero, hormigón, híbrida acero-hormigón, celosía), espesor de chapa, etc.	N.A.
			o Espesores de material (mm) de cada tramo de la torre.	mm
			o Comprobación de las uniones atornilladas entre bridas de tramos: dimensionamiento de la tornillería y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación de las uniones atornilladas entre bridas de tramos: dimensionamiento de la tornillería y pares de apriete (N/m).	Nm
			o Comprobación estructural de cargas últimas de las uniones atornilladas entre bridas de tramos.	N.A.
			o Comprobación estructural a fatiga de las uniones atornilladas entre bridas de tramos.	N.A.
			o Comprobación estructural a fatiga de las zonas de puertas y ventana: chequeo de zonas de concentración de tensiones y de pandeo.	N.A.
			o Comprobación estructural de la respuesta dinámica de la torre a las frecuencias de resonancia.	N.A.
			o Comprobación de cargas estructurales y fatiga: de las uniones soldadas entre las bridas y las virolas de cada tramo de torre.	N.A.
			o Comprobación de la estabilidad o pandeo de la torre.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LA PLATAFORMA MARINA	• Plataforma marina: la estructura metálica y las diferentes tipologías de plataformas (ancladas al fondo y flotantes) son diseños específicos de los aerogeneradores Offshore. La normativa DNV Offshore Standard, DNV-OS-J101, Design of offshore wind turbine structures desarrolla las características específicas de diseño y los requisitos que deben cumplir las plataformas marinas y sus estructuras para las aplicaciones en aerogeneradores Offshore.	N.A.
		CRITERIOS DE DISEÑO DE LA CIMENTACION	• Cimentación de la plataforma marina: el tipo de anclaje al fondo marino o en su caso la cimentación por gravedad (mediante aportación de materiales con objeto de estabilizar la zona de anclaje de la plataforma al fondo marino) son diseños específicos de los aerogeneradores Offshore.	N.A.
			o Comprobación de las tensiones del terreno de la cimentación.	N.A.
			o Características geológicas del lecho marino: dimensiones y características geotécnicas.	N.A.
			o Tipo de elementos de cimentación en el lecho marino: <input type="checkbox"/> Forma geométrica: cuadrada / octogonal / circular. <input type="checkbox"/> espesor mínimo (m) para superar la resistencia a esfuerzos de cortadura. <input type="checkbox"/> Tipo de forma de la cimentación: constante / discontinuo. <input type="checkbox"/> Lado mínimo (m) de la cimentación para superar la resistencia a las fuerzas horizontales.	N.A.
			o Comprobación de las cargas de resistencia a los momentos flectores.	N.A.
			o Comprobación del diseño de detalle y del camino de distribución de cargas de la unión de la cimentación con la plataforma marina: pernos de unión / pilotes de unión / otras sistemas de unión.	N.A.
			o Comprobación estructural de cargas a fatiga.	N.A.
			o Comprobación estructural de cargas últimas: según normativa DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures y si aplica norma de certificación de hormigón EHE-99.	N.A.
			o Tolerancias dimensionales: necesarias para garantizar el montaje y funcionamiento adecuado según requisitos y estándares definidos por el fabricante.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERISTICAS TECNICAS: ENERGIA EOLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERISTICA TECNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: VIBRACIONES DEL AEROGENERADOR.	CRITERIOS DE DISEÑO DE VIBRACIONES	• Amplitud excesiva de las vibraciones: pueden ocasionar un colapso y fallo total del aerogenerador.	Hz
			• Nivel de amplitud de las vibraciones a fatiga: el nivel de amplitud de las vibraciones de las cargas tiene que estar dentro de unos parámetros que garanticen la vida a fatiga del aerogenerador, de los componentes estructurales (torre, buje, bastidor), componentes mecánicos principales.	Hz
			Norma general que aplica en cuanto a requisitos de vibraciones: norma ISO10816	N.A.
			• Cálculo de frecuencias naturales de la torre del aerogenerador (Hz): se deben considerar la masa e inercias del rotor y de la nacelle.	Hz
			• Amortiguamientos aero-dinámicos del aerogenerador: se deben calcular para determinar el comportamiento dinámico del aerogenerador.	N.A.
			• Sistema de orientación: introducción de patines deslizantes de fricción o sistemas de freno activos (con regulación de presión de frenado durante el giro de la nacelle) en la corona de giro para realizar la absorción de vibraciones.	N.A.
			• Multiplicadora y generador eléctrico: montaje de componentes anti-vibratorios (silent-blocks) en la base de los componentes con objeto de absorber las vibraciones de la nacelle.	N.A.
			• Torre: montaje de elementos de amortiguación en la torre para evitar las vibraciones inducidas por el potencial acoplamiento entre la rotación de las palas y la flexión de la torre.	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO DE DETALLE	CRITERIOS DE DISEÑO DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE: NORMAS ESPECÍFICAS DE AEROGENERADORES OFFSHORE.	NORMAS ESPECÍFICAS DE AEROGENERADORES OFFSHORE: CRITERIOS DE DISEÑO.	<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de datos físicos medioambientales: DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation. DNV-OS-J101 2007 Design of Offshore wind turbines structures. API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation. API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description. ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data. ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de diseño estructural: DNV OS-C101 2007 Design of offshore steel structures with LRFD method DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures DNV OS-C501 2003 Standards for composite components DNV RP C203 2003 Recommendations on fatigue analysis API RP 2A WSD 2007 Practices for design of fixed offshore structures (WSD method) API RP 2A LFRD 2003 Practices for design of fixed offshore structures (LFRD method) ISO 19900 2002 General requirements for offshore structures (not specific as the aforementioned documents) API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design DNV OS-C102 2007 Design of offshore ships BS 6349-7 1991 Guide to design of breakwaters IEC 61400-3 2009 Design requirements of offshore wind turbines IEC 61400-1 2005 Design Requirements for wind turbines in general (onshore) Germanischer Lloyd 2005 Guideline for the certification of offshore wind turbines DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures. API RP 2T 2007 Criteria for loads evaluation and distinction. DNV OS-C101 2007 Guideline to the ULS sea-states method for structural design. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de selección de materiales: DNV OS-B101 2001 Standard on metallic materials for offshore structures DNV OS-C201 2008 Structural design of offshore units. Gives guidance for steel selection DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures DNV OS-C502 2003 Standards for composite components 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de procedimientos de fabricación: DNV OS-C401 2007 Guidelines for fabrication and testing of offshore structures 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de diseño y selección de equipamientos mecánicos: DNV OS-D101 2007 Standard on selection and design of marine and machinery equipment API STD 674 1995 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the reciprocating type API STD 675 1994 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the controlled volume type API STD 676 1994 Recommendations on selection of positive displacement pumps of the rotary type API RP 14E 2000 Practices for piping system design API RP 17B 2000 Recommendations specifically aimed at flexible pipes DNV CN41.2 2003 Calculation procedures for gears design ISO 6336 2006 Procedures for the evaluation of the loads on spur and helical gears IEC 60545 1976 General guidance to selection and operation of hydraulic turbines 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de diseño y selección de equipamientos eléctricos: DNV OS-D201 2008 Electrical installations on offshore units IEC 60034 2004 Rotating electrical machines IEEE Std. 519 1992 Electro-magnetic compatibility IEC 60092 1995 Electrical installations on ships. Directivas de máquinas eléctricas. Directiva de baja tensión. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de sistemas de control y de instrumentación: DNV OS-D202 2008 Requirements for automation and telecommunication systems IEC 61000 2008 Electro-magnetic compatibility 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de especificaciones de conexiones de cables: API 17E 2003 Subsea umbilicals specification and design criteria DNV OS-F201 2003 Guide to design of dynamic risers (The umbilical design, fabrication and operation are described in ISO 13628-5:2002.). 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de procesos de cualificación: DNV RP-A203 2001 Recommendations on qualification process 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de fiabilidad y de análisis de fallos: ISO 14224 2006 Methodologies for collection of reliability and maintenance data including database on general failure modes ISO 20815 2008 Guidelines on production assurance IEC 60300-3 2004 Techniques for dependability analysis ISO 2394 1998 Reliability of structures ISO 15563 2000 Life cycle costing for offshore industry 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de evaluación de riesgos y de seguridad: DNV OS-A101 2001 Risk assessment techniques DNV OS-A101 2005 General safety principles for offshore units API RP 14J 2000 Risk assessment of offshore structures DNV OS-D301 2005 Fire protection on offshore installations. EN50308. Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento. Legislación de seguridad e higiene en el puesto de trabajo: norma OSHAS. 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de mediciones de rendimientos de aerogeneradores: IEC 61400-12 2005 Procedures for power performance measuring 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de requerimientos de conexión a la red y de calidad de energía de aerogeneradores: DanskEnergí 1998 Guidelines for connection to low and medium voltage of wind turbines IEC 61400-21 2001 Standard on power quality requirements 	N.A.
			<ul style="list-style-type: none"> Normas y estándares de documentación de requerimientos de impactos medioambientales para diferentes sectores: BSH Standard: Investigation of the Impacts of Offshore Wind Turbines on the Marine Environment 2003 Environmental Impact of Offshore Wind Turbines ISO 16665 1997 Guidelines for sampling soft-bottom macrofauna ISO 9391 2005 Guidance for sampling in deep waters ISO 19493 2007 Guidance on hard substrate communities IMO: Anti-Fouling Systems 2001 A list of harmful antifouling systems and alternatives IEC 61400-11 2006 Measurement of noise produced at offshore wind farms 	N.A.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
DISEÑO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (UNIDAD DE MEDIDA)
DISEÑO PARA FABRICACIÓN	FASE DE INDUSTRIALIZACIÓN DE UNIDADES DE PROTOTIPOS Y PRE-SERIES	CRITERIOS DE DISEÑO DE PROCESOS DE PROTOTIPOS	• Definición y control de las características técnicas críticas de montaje.	N.A.
			• Procesos de fabricación y montaje de las unidades de prototipos y primeras unidades de pre-series.	N.A.
			• Procesos de montaje en planta.	N.A.
			• Procesos de montaje en el parque eólico marino.	N.A.
			• Fabricación de componentes.	N.A.
			• Ensayos en planta y el emplazamiento marino.	N.A.
	FASE DE INDUSTRIALIZACIÓN DE UNIDADES DE SERIE	CRITERIOS DE DISEÑO DE PROCESOS DE SERIE	• Definición y control de las características técnicas críticas de montaje.	N.A.
			• Procesos de fabricación y montaje de las unidades de prototipos y primeras unidades de pre-series.	N.A.
			• Procesos de montaje en planta.	N.A.
			• Procesos de montaje en el parque eólico marino.	N.A.
			• Fabricación de componentes.	N.A.
			• Ensayos en planta y el emplazamiento marino.	N.A.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.3.1.4. Características técnicas de detalle del aerogenerador Offshore y de la nacelle.

En el Anexo 2.4.3.1.4. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle de la nacelle, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y la bibliografía consultada (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; González Velasco; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; EWEA; Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA et al.).

Con un criterio de análisis técnico para poder realizar un estudio comparativo entre los diferentes modelos de aerogeneradores Offshore se han seleccionado de manera preliminar las siguientes características técnicas generales correspondientes a los aerogeneradores Offshore, las cuales son características técnicas específicas de los mismos. El resto de características técnicas son comunes a los aerogeneradores Onshore y se indican en el punto 2.4.2.4.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Onshore.

- Características generales de un aerogenerador OffShore:
 - Nombre y tipo del aerogenerador Offshore.
 - Coordenadas de localización GPS del aerogenerador Offshore.
 - Diseño estándar de referencia: según norma IEC 61400-3.
 - Vida estimada del producto: 20 años.
 - Potencia nominal (MW):
 - Potencia en MW.
 - Valor de $\cos(\Phi)$ Capacitivo y $\cos(\Phi)$ inductivo: en el lado de baja tensión del transformador en todo el rango de temperaturas y condiciones de potencia.
 - Valor de Tensión de generación en corriente alterna (V).
 - Frecuencia: 50 / 60 Hz.
 - Diámetro de rotor (m).
 - Rango de velocidad de giro (rpm).
 - Tipo de regulación de potencia (Stall / Pitch).
 - Altura del rotor (m).
 - Velocidad del viento operativa a la altura del rotor (m/s).
 - Rango de pesos (máximo y mínimo en toneladas):
 - Nacelle.
 - Rotor.
 - Nacelle más rotor.
 - Aerogenerador completo (nacelle, rotor, palas, torre).
 - Protección contra la corrosión:
 - Zonas de aplicación en el aerogenerador Offshore.
 - Tipo de protección contra la corrosión:
 - Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2).
 - Sistemas de protección catódica del material:
 - Galvanizado mediante ánodos.
 - Sistema de corriente impresa.
 - Sistemas de presurización de la nacelle.
 - Disponibilidad del aerogenerador (%): es el valor de funcionamiento (en porcentaje %) sin paradas sobre el máximo de horas posibles de funcionamiento (producción de energía sobre el total posible). Los requerimientos del sector demandan valores mayores del 96% y hasta el 99% debido a los altos costes de intervención y mantenimiento en los emplazamientos marinos. No hay datos fiables sobre la disponibilidad de cada aerogenerador Offshore del mercado debido a que se trata de un aspecto confidencial para los fabricantes y el número de unidades en operación es reducido en cantidad y número de modelos. Para el cálculo del valor en % se aplica la fórmula de disponibilidad siguiente:
 - Disponibilidad inherente o teórica: suele tener un valor $\geq 99\%$ y considera el tiempo de mantenimiento correctivo y no considera incluido el tiempo de mantenimiento preventivo ni los tiempos de operaciones logísticas y de administración. La fórmula que se aplica es: $A_i = \text{MTBF} / (\text{MTBF} + \text{MTTR})$ (donde $\text{MTBF} = \text{Mean Time between failures}$; $\text{MTTR} = \text{Mean Time To Repair}$).
 - Disponibilidad de operación: suele tener un valor $\geq 98\%$ y considera el tiempo de mantenimiento correctivo y preventivo, los tiempos de operaciones logísticas y de administración. La fórmula que se aplica es: $A_i = \text{MTBF} / (\text{MTBF} + \text{MDT})$ (donde $\text{MTBF} = \text{Mean Time between failures}$; $\text{MDT} = \text{Mean Downtime Time}$).

- Fórmula genérica de disponibilidad de un aerogenerador: la diferencia con respecto a las anteriores fórmulas es que incluye todos los aspectos anteriormente mencionados e incluye adicionalmente los parámetros de paradas por causa de fuerza mayor y tiempo en exceso de mantenimiento sobre el tiempo predefinido por el fabricante.

$$WTG Av = \frac{\text{Operative} - \text{Degraded(*)} \times (1 - P_f)}{\text{Inf. Available} - \text{Force Majeur} - \text{Susp.} - \text{Sch Maintenance} - \text{Planned CA(*)} - \text{Forced Outage(*)} - \text{Excess(*)}}$$

Degraded(*): due to a turbine fault only

Planned Corrective Actions(*): customer driven planned actions only.

Forced Outage(*): Non manufacturer attributable forced outage only

Excess(*): Repair time in excess of the predefined repair time for corrective actions.

- Potencia específica del aerogenerador Offshore: W/m2.
- Masa específica del aerogenerador Offshore: kg/m2.
- Orientación del rotor: Horizontal (HAWT) / Vertical (HAWT).
- Situación del rotor respecto a la dirección del viento: Barlovento (Upwind) / Sotavento (Downwind).
- Dirección de rotación del rotor: Sentido de agujas del reloj / Sentido contrario de agujas del reloj.
- Sistema de ángulo de pala (Pitch): Giro completo (full span) / giro parcial.
- Sistema de pitch: Hidráulico / Eléctrico.
- Sistema de regulación de potencia: Velocidad variable / Velocidad fija.
- Sistema de control de ángulo del Pitch: Pitch / Stall.
- Sistema de cambio de paso: Fijo / Variable.
- Diámetro de rotor: metros.
- Número de palas: N°.
- Tipo de pala: Mono-pieza / Pala seccionada (N° de secciones).
- Altura de torre: metros.
- Pesos nominales (Toneladas): Nacelle / Rotor / Rotor (con palas incluidas) / Pala / Torre.
- Elevador interno en la torre: SI / NO.
- Condiciones medioambientales de funcionamiento:
 - Rango de temperatura de funcionamiento:
 - Temperatura Estándar (-20°C a + 40°C).
 - Baja Temperatura (-30°C a + 40°C).
 - Alta Temperatura (-20°C a + 45°C).
 - Rango de temperatura de almacenamiento:
 - Temperatura Estándar (-30°C a + 50°C).
 - Baja Temperatura (-30°C a + 40°C).
 - Alta Temperatura (-40°C a + 50°C).
 - Humedad relativa estándar: < 95%.
 - Altitud (Rango de funcionamiento a la altura del buje): Estándar (0 a 1200 m / 1500 m) / Especial (>1500 m).
 - Intensidad de radiación solar (W/m2).
 - Densidad del aire en condiciones estándar: 1,225 Kg. /m3.
 - Sistemas de detección de hielo: opcional.
 - Protección contra rayos: IEC 62305-3 y IEC TR 61400-24 Part 24.
 - Polvo (Sistemas anti-polvo): requerimientos estándar de acuerdo a UNE EN 60271.
 - Protección contra la corrosión: según ISO 12944 y ISO 9223.
 - Interior de Nacelle: estándar C3 Medio / C3 H.
 - Rotor y compartimento del transformador: C4 Alta (C4 H).
 - Exterior del aerogenerador: C5 I / C5 Alta (C5 H).
 - Corrosión marina: C5-M/H.
- Condiciones medioambientales de funcionamiento del aerogenerador en el entorno marino (según IEC 61400-3 Annex A):
 - Rangos de temperatura del aire normal y extremo (°C).
 - Rangos de temperatura del agua del mar normal y extremo (°C).
 - Densidad del aire (kg/m3).
 - Densidad del agua (kg/m3).
 - Radiación solar (W/m2).
 - Humedad (%).
 - Lluvia, nieve y hielo.
 - Sustancias químicas activas.
 - Partículas mecánicamente activas.

- Rayos y sistemas de protección.
 - Modelos de terremotos y sus parámetros.
 - Grado de salinidad de las aguas (g/m3).
 - Duración y condiciones medioambientales asumidas en los casos de cargas de diseño.
- Protección contra la corrosión: en el caso de la nacelle del aerogenerador Offshore, afecta específicamente al recubrimiento externo de los componentes metálicos de unión y de componentes metálicos montados en el exterior e interior de la nacelle, y entre las uniones de la nacelle a la torre y al buje (tornillería y componentes metálicos). Por lo tanto este apartado aplica a todos los componentes internos de la nacelle. La protección contra la corrosión puede ser de varios tipos en función del componente afectado y su ubicación en relación a las condiciones medioambientales:
 - Presurización interna de la nacelle (Presión de aire: Bar): es un sistema requerido el caso de la nacelle de aerogeneradores Offshore mediante el cual la presión interna generada por un sistema neumático evita el ingreso de aire marino con alto porcentaje de humedad al interior y se evita así que la maquinaria, sistemas y materiales metálicos instalados dentro de la nacelle se vean afectados por la corrosión.
 - Sistemas mediante capas de protección del material (según requerimientos de la norma ISO 12944-2): son de aplicación a las partes metálicas de la nacelle y el rotor y las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes.
 - C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores.
 - C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior.
 - C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.

Características técnicas eléctricas del aerogenerador Offshore:

Las características técnicas eléctricas son comunes a las de los aerogeneradores Onshore según se indican en el punto de Características Técnicas de la Nacelle, excepto las específicas del sistema eléctrico que aplica en los aerogeneradores Offshore.

Estas características técnicas específicas de los aerogeneradores Offshore son las que se enumeran a continuación.

- Celda de transformación de conexión a la red en el aerogenerador Offshore: las principales características técnicas que son requeridas son las siguientes.
 - Elementos de las celdas de transformación: Compartimento de protección con el mecanismo de corte / Compartimento de alimentación / Compartimento de conexionado de cables del aerogenerador.
 - Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).
 - Ubicación de la celda de transformación intermedia en el emplazamiento marino:
 - En la base de la torre del aerogenerador Offshore.
 - En la sub-estación de transformación marina.
 - Compartimento especial para medio ambiente marino.
- Sub-estación de transformación en el emplazamiento marino: su función es centralizar las conexiones en media tensión que llegan mediante cable submarino de los diferentes aerogeneradores Offshore del parque eólico marino y la transformación a alta tensión. Las principales características técnicas que son requeridas son las siguientes.
 - Plataforma marina instalada en el parque eólico marino: tipo Jacket.
 - Elementos de las celdas de transformación: Compartimento de protección con el mecanismo de corte / Compartimento de alimentación / Compartimento de conexionado de cables del aerogenerador.
 - Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).
 - Ubicación de la celda de transformación en la plataforma:
 - Interior de la sub-Estación de transformación.
 - Compartimento especial con protección medioambiental marina.
- Celda de transformación de conexión a la red en tierra: las principales características técnicas que son requeridas son las siguientes.
 - Elementos de las celdas de transformación: Compartimento de protección con el mecanismo de corte / Compartimento de alimentación / Compartimento de conexionado de cables del aerogenerador.
 - Normativas aplicables para celdas de transformación: IEC 62271-200 (Clasificación IAC).
 - Ubicación de la celda de transformación en tierra:
 - Estación de transformación.
 - Exterior.
 - Compartimento especial.
- Conexión a red: aplican los principales códigos de conexión a red en tierra de normativas de huecos de tensión requeridos en Europa (50 Hz), Estados Unidos y Canadá (60 Hz). Las características técnicas son comunes con las de los aerogeneradores Onshore.

- Curva de potencia: las características técnicas son comunes con las de los aerogeneradores Onshore, excepto en el parámetro del ruido del aerogenerador Offshore el cual es menos restrictivo al permitirse mayor número de decibelios afectando directamente a la producción anual de energía.
 - Relación de Producción anual de energía (MWh / año) en función del nivel de ruido (dB(A)) permitido: a mayor nivel de ruido mayor producción anual en MWh / año.
- Calidad de la energía: Las características técnicas son comunes con las de los aerogeneradores Onshore según la norma IEC 61400-21.
- Interfaces de comunicaciones del aerogenerador: Las características técnicas son comunes con las de los aerogeneradores Onshore con la característica específica de la transmisión de datos por medio de cables submarinos.
- Nivel de Ruido producido por el aerogenerador: se evalúa según la normativa IEC 61400-11.
 - Ruido estándar: dB (A).
 - Bajo ruido: dB (A).
 - Alto ruido: dB (A).

Parámetros de operación de un aerogenerador Offshore:

Las características técnicas eléctricas son comunes a las de los aerogeneradores Onshore según se indican en el punto de Características Técnicas de la Nacelle, excepto las características técnicas específicas de los aerogeneradores Offshore que se enumeran a continuación.

- Clases de emplazamiento según la norma IEC 61400-1 Edición 1 y la norma IEC 61400-1 Edición 3: Clase I, II, III, IV, S (Clases de aerogenerador en función de la velocidad del viento) y DIBT WZ (condiciones dependiendo de la altura del rotor).
- Interfaces con el tramo intermedio de la estructura que une el aerogenerador Offshore a la estructura metálica de la plataforma marina. Las características técnicas específicas deben cumplir con los requisitos de la norma DNV OS-J101 2008 *Design of Offshore wind turbine structures*.
- Rutados de cables en la estructura metálica de la plataforma marina: los cables son de tipo submarino y son rutados a través del fondo marino hasta la sub-estación de transformación en el parque eólico marino y posteriormente hasta la conexión en tierra.
- Media Producción energía: GW·h
- Vida del aerogenerador y condiciones de integridad estructural: adicionalmente a la norma general de aerogeneradores Offshore IEC 61400-1 Edición 1 y a la norma general de aerogeneradores (IEC 61400-1) se indican las principales normativas aplicables (según se indican en el punto de Características Técnicas de la Góndola (Nacelle)).

Parámetros de definición de operación y mantenimiento en el emplazamiento en campo de un aerogenerador Offshore:

Las características técnicas de este apartado son comunes a las de los aerogeneradores Onshore según se indican en el punto de Características Técnicas de la Nacelle.

Requisitos medioambientales en el diseño de un aerogenerador Offshore:

Las características técnicas de este apartado son comunes a las de los aerogeneradores Onshore según se indican en el punto de Características Técnicas de la Nacelle.

Características técnicas correspondientes a la nacelle de un aerogenerador Offshore:

Las características técnicas de este apartado son comunes a las de los aerogeneradores Onshore según se indican en el punto de Características Técnicas de la Nacelle, excepto las características técnicas específicas de los aerogeneradores Offshore que se enumeran a continuación.

- Protección contra la corrosión: las características y tipos de protección contra la corrosión marina se han definido anteriormente en este mismo apartado, y son de aplicación para la nacelle, rotor, componentes internos de la nacelle (generador, convertidores, transformador, multiplicadora, materiales mecánicos, etc.).
- Sistema de Control del aerogenerador:
El sistema de control de un aerogenerador Offshore es diferente en función de la potencia del mismo: para aerogeneradores de pequeña potencia el sistema de control es simple y pasivo; para los de mayor potencia el sistema de control es más complejo debido a la multitud de parámetros a medir y controlar (mediante sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, etc.). Adicionalmente para los aerogeneradores Offshore hay que tener en cuenta los siguientes parámetros técnicos específicos:
 - La transmisión de datos por medio de cable submarino.
 - Las condiciones medioambientales marinas y su influencia en el funcionamiento de los sistemas de captación y de procesamiento de datos (sensores, componentes electrónicos, software y hardware, etc.).

- Sistema de Balizamiento del aerogenerador:

En el caso de parques eólicos con aerogeneradores Offshore se debe cumplir la legislación con los requisitos de balizamiento globales de los diferentes países donde pueden instalarse los aerogeneradores Offshore, y adicionalmente son de aplicación los requisitos de balizamiento de las áreas marinas.

- Tipos de góndola:

Las características técnicas de este apartado son comunes a las de los aerogeneradores Onshore según se indican en el punto de Características Técnicas de la Nacelle. Los diseños de góndola para aerogeneradores Offshore se basan y parten de los mismos conceptos de configuración de diseño, de aerodinámica, funcionales y de condicionantes de estética del fabricante que en el caso de los aerogeneradores Onshore. Como característica específica de los aerogeneradores Offshore se deben considerar los parámetros técnicos siguientes:

- Sistema de protección contra la corrosión del ambiente marino de partes metálicas y no metálicas.
- Sistemas de presurización interior de la nacelle y sistemas de cierre para evitar el ingreso en el interior de aire del entorno marino.

- Tipos de configuración del eje de tren de Potencia (Drive Train).

Las características técnicas de este apartado son comunes a las de los aerogeneradores Onshore según se indican en el punto de Características Técnicas de la Nacelle, al tratarse del mismo tipo de conceptos técnicos y de características técnicas.

Las conclusiones preliminares sobre las características técnicas de las Nacelles de los aerogeneradores Offshore basadas en los datos estadísticos obtenidos del estudio de campo y de las gráficas de relación de datos de los diferentes modelos son las siguientes:

- Existe una gran cantidad de características y factores técnicos asociados a la Nacelle que influyen tanto en el funcionamiento y rendimiento del aerogenerador Offshore. Debido a su elevada cantidad y complejidad es necesario realizar un tratamiento de valoración y clasificación de datos técnicos en presente tesis doctoral con objeto de discriminar aquellos factores que son fundamentales y que representan valor añadido para el aerogenerador Offshore desde el punto de vista técnico.
- Se identifica la existencia de una serie de normativas y estándares internacionales de aplicación para los aerogeneradores Offshore. Sin embargo se detecta una gran variedad de diseños diferentes y de combinaciones de diseño entre los diferentes fabricantes de aerogeneradores lo cual supone falta de estandarización de componentes y una atomización del mercado eólico en cuanto a aprovechamiento de sinergias técnicas y productivas, de manera similar a como sucede en el caso de los aerogeneradores Offshore.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.3.1.5. Características técnicas de detalle de las plataformas marinas del aerogenerador Offshore.

En el Anexo 2.4.3.1.5. se presenta un desarrollo más detallado de las principales características técnicas de detalle las plataformas marinas y de las cimentaciones de los aerogeneradores Offshore, así como una matriz de síntesis de las principales normativas aplicables a las mismas, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y la bibliografía consultada (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1, DNV-OS-J101 y otras; fabricantes de aerogeneradores; CENER; Burton T. et al.; Hansen, O.; Escudero López; Fernández Díez; EWEA; Risoe; Gagliardi; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; AWEA; Risoe et al.).

Con un criterio de análisis técnico para poder realizar un estudio comparativo entre los diferentes modelos de plataformas marinas y de cimentaciones de aerogeneradores Offshore, se han seleccionado de manera preliminar las siguientes características técnicas generales correspondientes a las normativas aplicables y a los requisitos de diseño de las mismas.

En el caso de los aerogeneradores Offshore la cimentación como tal es sustituida por el concepto de plataforma marina (sobre la cual se ensambla el aerogenerador Offshore sobre el nivel del mar) y su anclaje en el lecho del mar, el cual puede conllevar en función del tipo de plataforma, un tipo de cimentación específico en cada caso.

Las características técnicas de las plataformas marinas y de las cimentaciones de los aerogeneradores Offshore vienen determinadas por el tipo de plataforma marina que se monte junto con el aerogenerador Offshore.

En función de los tipos de plataforma marina se procede a enumerar las principales características técnicas de las plataformas marinas y de las cimentaciones asociadas relacionadas con la normativa técnica, los tipos de plataformas, las cargas de diseño, las características estructurales y constructivas, los parámetros técnicos de operación, las condiciones medioambientales, las cuales son las siguientes:

Normativa aplicable para plataformas marinas: se enumeran a continuación las normativas que afectan a las plataformas marinas para su aplicación en el uso junto con aerogeneradores eólicos del tipo Offshore (ver matriz de síntesis en la Figura 1.).

- Normas generales de los aerogeneradores Onshore y Offshore:
 - IEC 61400-3 *Ed.1, Wind turbines – Part 3: Design requirements of offshore wind turbines* – 2009.
 - IEC 61400-1 2005 Design Requirements for wind turbines in general (onshore).
- Norma general de diseño de estructuras de plataformas para aerogeneradores Offshore:
 - DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures.
- Normas sobre datos físicos medioambientales:
 - DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation.
 - DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling.
 - API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation.
 - API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description.
 - ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data.
 - ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures.
- Normas sobre evaluación de cargas medioambientales:
 - API RP 2T 2007 Criteria for loads evaluation and distinction.
 - DNV OS-C101 2007 Guideline to the ULS sea-states method for structural design.
- Normas sobre diseño estructural de las plataformas marinas:
 - DNV OS-C101 2007 Design of offshore steel structures with LRFD method.
 - DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures.
 - DNV RP C203 2003 Recommendations on fatigue analysis.
 - API RP 2A WSD 2007 Practices for design of fixed offshore structures (WSD method).
 - API RP 2A LFRD 2003 Practices for design of fixed offshore structures (LFRD method).
 - API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design.
 - DNV OS-C102 2007 Design of offshore ships.
 - BS 6349-7 1991 Guide to design of breakwaters
 - ISO 19900 (2002) General requirements for offshore structures.
 - ISO 19902 design of piled structures.
 - ISO 19903 fixed concrete structures.
 - API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design.
- Normas sobre certificaciones de aerogeneradores y plataformas Offshore:

- Germanischer Lloyd (GL-GCOWT): Rules and guidelines IV Industrial Services, Part 2. Wind Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines (2005).
- Normas sobre selección de materiales:
 - DNV OS-B101 2001 Standard on metallic materials for offshore structures.
 - DNV OS-C201 2008 Structural design of offshore units. Gives guidance for steel selection.
 - DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures.
 - DNV OS-C502 2003 Standards for composite components.
- Normas y guías generales sobre diseño de fundaciones y sistemas de anclaje:
 - DNV OS-C101 2007 Design of pile foundations.
 - API RP 2A LFRD 2003 Design of offshore fixed structures.
 - BSH Standard for Geotechnical and Route Surveys 2003 Focused on offshore wind turbines. Specifies methods and criteria for foundation site surveys.
 - DNV CN-30.4 1992 Classification note on different types of foundations.
 - DNV OS-E301 2004 Guidelines on design and construction of position mooring systems.
 - API RP 2SK 2005 Extensive standard on design of moorings and criteria for analysis of floating structures.
 - ISO 19900 2002 General requirements for offshore structures. It includes recommendations on moorings and foundations.
 - DNV RP E301 2000 Recommendations on fluke anchors.
 - DNV RP E302 2002 Recommendations on drag-in plate anchors.
 - DNV RP E303 2005 Recommendations on suction anchors.
- Normas sobre procesos de cualificación y fiabilidad:
 - DNV RP-A203 2001 Recommendations on qualification process.
 - ISO 15563 2000 Life cycle costing for offshore industry.
 - ISO 14224 2006 Methodologies for collection of reliability and maintenance data including database on general failure modes.
 - ISO 20815 2008 Guidelines on production assurance.
- Normas sobre evaluación de riesgos y de seguridad:
 - DNV OSS-121 2001 Risk assessment techniques.
 - DNV OS-A101 2005 General safety principles for offshore units.
 - API RP 14J 2000 Risk assessment of offshore structures.
 - DNV OS-D301 2005 Fire protection on offshore installations.
- Normas sobre impacto medioambiental:
 - ISO 16665 1997 Guidelines for sampling soft-bottom macro fauna.
 - ISO 9391 2005 Guidance for sampling in deep waters.
 - ISO 19493 2007 Guidance on hard substrate communities.

MATRIZ DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA PLATAFORMA MARINA Y CIMENTACIONES

GENERAL	FASE	SUB-FASE	CARACTERÍSTICA TÉCNICA	VALOR (MEDIDA)	OBSERVACIONES
CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AEROGENERADOR OFFSHORE: PLATAFORMA MARINA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES: PLATAFORMA MARINA	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS: DISEÑO Y VALIDACIÓN DE LA PLATAFORMA MARINA	Tipo de protección anti-corrosión (aplicable a la torre, uniones atornilladas, componentes metálicos, estructura metálica de transición de unión a la plataforma marina): protección de pintura (según Norma ISO 12944-2) / protección catódica de material / otros. Las recomendaciones de diseño de la norma indican los grados de protección siguientes. C5-M: para componentes metálicos en ubicaciones exteriores. C4: superficies interiores expuestas al aire marino exterior. C3: superficies interiores selladas al aire marino exterior.	N.A.	
			Tipo de Conexión de la torre con la estructura metálica de la plataforma marina: tipo de unión (Atornillada / Barras Pre-tensadas / Otras uniones).	N.A.	
			Pares de apriete de las uniones atornilladas de la torre a la estructura metálica de la plataforma marina: Nm.	Nm	
			• Norma general de diseño de estructuras de plataformas para aerogeneradores offshore: DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures. • Normas generales de los aerogeneradores Onshore y Offshore: o IEC 61400-3 Ed.1, Wind turbines – Part 3: Design requirements of offshore wind turbines – 2009. o IEC 61400-1 2005 Design Requirements for wind turbines in general (onshore).	N.A.	
			• Normas sobre datos físicos medioambientales: DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation. DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling. API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation. API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description. ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data. ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures. • Normas sobre evaluación de cargas medioambientales: API RP 2T 2007 Criteria for loads evaluation and distinction. DNV OS-C101 2007 Guideline to the ULS sea-states method for structural design.	N.A.	
			• Normas sobre diseño estructural de las plataformas marinas: DNV OS-C101 2007 Design of offshore steel structures with LRFD method. DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures. DNV RP C203 2003 Recommendations on fatigue analysis. API RP 2A WSD 2007 Practices for design of fixed offshore structures (WSD method). API RP 2A LRFD 2003 Practices for design of fixed offshore structures (LRFD method). API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design. DNV OS-C102 2007 Design of offshore ships. BS 6349-7 1991 Guide to design of breakwaters ISO 19900 (2002) General requirements for offshore structures. ISO 19902 design of piled structures. ISO 19903 fixed concrete structures. API RP 2RD 2006 Focused on risers but containing general information on offshore platform design.	N.A.	
			• Normas sobre certificaciones de aerogeneradores y plataformas Offshore: Germanischer Lloyd (GL-GCOWT): Rules and guidelines IV Industrial Services, Part 2. Wind Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines (2005).	N.A.	
			Normas sobre selección de materiales: • DNV OS-B101 2001 Standard on metallic materials for offshore structures. • DNV OS-C201 2008 Structural design of offshore units. Gives guidance for steel selection. • DNV OS-C502 2007 Design of offshore concrete structures. • DNV OS-C502 2003 Standards for composite components. • Normativa de materiales: S355 (Chapa de Acero); C70 (Hormigón). • Normativa de Verificación: Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): Medida de cargas mecánicas. • Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero: ISO 12944-2.	N.A.	
			o Normas y guías generales sobre diseño de fundaciones y sistemas de anclaje: o DNV OS-C101 2007 Design of pile foundations. o API RP 2A LRFD 2003 Design of offshore fixed structures. o BSH Standard for Geotechnical and Route Surveys 2003 Focused on offshore wind turbines. Specifies methods and criteria for foundation site surveys. o DNV CN-30.4 1992 Classification note on different types of foundations. o DNV OS-E301 2004 Guidelines on design and construction of position mooring systems. o API RP 2SK 2005 Extensive standard on design of moorings and criteria for analysis of floating structures. o ISO 19900 2002 General requirements for offshore structures. It includes recommendations on moorings and foundations. o DNV RP E301 2000 Recommendations on fluke anchors. o DNV RP E302 2002 Recommendations on drag-in plate anchors. o DNV RP E303 2005 Recommendations on suction anchors.	N.A.	
			• Normas sobre procesos de cualificación y fiabilidad: o DNV RP-A203 2001 Recommendations on qualification process. o ISO 15563 2000 Life cycle costing for offshore industry. o ISO 14224 2006 Methodologies for collection of reliability and maintenance data including database on general failure modes. o ISO 20815 2008 Guidelines on production assurance.	N.A.	
			• Normas sobre evaluación de riesgos y de seguridad: o DNV OSS-121 2001 Risk assessment techniques. o DNV OS-A101 2005 General safety principles for offshore units. o API RP 14J 2000 Risk assessment of offshore structures. o DNV OS-D301 2005 Fire protection on offshore installations.	N.A.	
			• Normas sobre impacto medioambiental: o ISO 16665 1997 Guidelines for sampling soft-bottom macro fauna. o ISO 9391 2005 Guidance for sampling in deep waters. o ISO 19493 2007 Guidance on hard substrate communities.	N.A.	
			Cargas de diseño de plataformas marinas: normas aplicables IEC 61400-3 Ed.1, Wind turbines – Part 3: Design requirements of offshore wind turbines – 2009 y DNV OS-J101 2008 Design of offshore wind turbine structures. • Factores de carga. • Condiciones características. • Análisis y cálculos. • Cargas de diseño y casos de cargas. • Cargas características. • Diseño de detalle y verificación.	N.A.	
			o Normas internacionales de aplicación para uniones atornilladas: o VDI 2230 Part 1, Systematic calculation of high duty bolted joints - Joints with one cylindrical bolt, issued. February 2003. o EN 1993-1-8-2005, Eurocode 3, Design of steel structures, Part 1-8: Design of joints. o ISO 898-1. Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel o Stahlbau 66, Heft3, 1997. Zum elastostatischen tragverhalten exzentrisch gezogener L Stöße mit vorgespannten Schrauben. H. Schmidt, M. Neuper, Model C. o Bauingenieur 75, 2000. Zur Bestimmung der Grenztragfähigkeit von Verbindungen mit planmassig auf Zug beanspruchten Schrauben. P. Schaumann, M. Seidel.	N.A.	
			Materiales de las cimentaciones de las plataformas marinas: En la sección 6 sub-apartado de Selección de materiales de hormigón de la norma DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbines Structures, se especifican los tipos de materiales de hormigón a seleccionar. Estos materiales de hormigón están sujetos a la normativa específica DNV-OS-C502 Section 4 "Structural Concrete and Materials".	N.A.	
			Normativas de diseño y de producto aplicables a las torres: o Normativa de materiales: S355 (Chapa de Acero); C70 (Hormigón). o Normativa de Verificación: Norma IEC 61400-13 (TS: 1ª Edición Junio 2001): Medida de cargas mecánicas. o Normativa de protección contra la corrosión de la torre de acero: ISO 12944-2.	N.A.	

Figura 1. Matriz resumen de las principales normativas aplicables a las plataformas marinas y cimentaciones de aerogeneradores Offshore (Fuente: elaboración propia y DNV OS J-101 et al.)

Tipos de plataformas marinas:

La tipología de plataformas marinas de aplicación para el montaje de aerogeneradores Offshore presenta la siguiente clasificación:

- Plataformas fijadas al fondo marino.
 - Mono-pilote.
 - Base de cimentación por gravedad.
 - Estructura metálica tipo celosía (Jacket).
 - Trípode / Cuadrípode.
- Plataformas flotantes.
 - Plataforma flotante con balasto tensionado estabilizado.
 - Plataforma flotante con anclaje tensionado estabilizado.
 - Plataforma flotante en superficie estabilizada.

Ver punto 2.3.4.1. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: componentes específicos, donde se desarrollan en detalle los conceptos de Plataformas marinas de aerogeneradores Offshore y los sub-tipos en cuanto a características generales y configuración constructiva de cada modelo (Plataformas fijadas al fondo marino y Plataformas flotantes de aerogeneradores Offshore).

Cargas de diseño de plataformas marinas:

Los aspectos de las cargas de diseño de las plataformas marinas en relación a su aplicación en el vienen definidas en las normas IEC 61400-3 *Ed.1, Wind turbines – Part 3: Design requirements of offshore wind turbines* – 2009 y DNV OS-J101 2008 Design of Offshore wind turbine structures.

Los aspectos de las cargas de las plataformas marinas que afectan al funcionamiento y operación del aerogenerador Offshore han sido investigados y evaluados en el punto de Diseño de detalle (Offshore) y en el apartado de *Tipos de cargas de diseño* para aerogeneradores Offshore.

Como referencia se indican los elementos principales a considerar en el proceso estandar de Cargas de Diseño aplicable a plataformas marinas para aplicación con generadores Offshore:

- Factores de carga.
- Condiciones características.
- Análisis y cálculos.
- Cargas de diseño y casos de cargas.
- Cargas características.
- Diseño de detalle y verificación.

El resto de cargas de las plataformas marinas asociadas al diseño estructural se encuentran definidas en la norma DNV OS-J101 2008 Design of Offshore wind turbine structures: la investigación en detalle de estas cargas de diseño específicas de las plataformas marinas no es objeto del alcance de la presente tesis doctoral, por lo que se mencionan solo como referencia y como base de partida para futuras líneas de investigación.

Principales componentes de la plataforma marina:

Se enumeran a continuación las principales características técnicas relativas a las plataformas marinas y a sus componentes:

- Estructura metálica de la plataforma.
 - Material: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN / DNV / Otros).
 - Peso: toneladas.
 - Dimensiones: largo / ancho / alto (m).
 - Plataforma de estructura metálica (tipo Jacket):
 - Altura / longitud estructura Jacket: m.
 - Dimensiones en la base en el lecho marino: m.
 - Diámetro de la estructura tubular:
 - Tipo monopilote: diámetro del tubo en m.
 - Tipo trípode / cuadrípode: diámetro del tubo en m.
 - Tipo torre con estructura metálica (Jacket):
 - diámetro del tubo en m.
 - N° de tubos.
 - N° de tubos transversales de la estructura metálica.
 - Estructura intermedia de unión con la torre del aerogenerador: hormigón / otros materiales.
 - Espesor del material metálico de la estructura tubular: mm.
 - Volumen total: m3.
 - Tipos de soldadura de aplicación marina: tipo de soldadura y normativa (ISO / DIN / DNV / Otros).
 - Certificación de soldadura de aplicación marina: normativa.
 - Protección contra la corrosión: Recubrimiento C3 / C4 / C5 ó protección catódica.

- Geometría estructural: tipo tubular / tubo macizo / otra geometría.
- Elementos de anclajes y de la cimentación: en función del tipo utilizado pueden ser
 - Pilotes de anclaje de diferentes diámetros y dimensiones en función del tipo de plataforma marina.
 - Material: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN / DNV / Otros).
 - Peso: toneladas.
 - Dimensiones: diámetro / largo / ancho / alto (m).
 - Protección contra la corrosión: Recubrimiento C3 / C4 / C5 ó protección catódica.
 - Base de cimentación: de material cemento/hormigón/otros materiales y de forma circular en el caso de la plataforma del tipo de base de cimentación.
 - Material: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN / DNV / Otros).
 - Peso: toneladas.
 - Volumen de cemento/hormigón/otros materiales: m3.
 - Dimensiones: largo / ancho / alto (m).
 - Volumen total: m3.
 - Material de estabilización (Scour): material del tipo grava o similar el cual se descarga alrededor de la base de la cimentación y de los anclajes para proporcionar estabilidad a la base de la plataforma marina.
 - Material:
 - Tipo: grava / otros.
 - Normativa de material aplicable (ISO / DIN / DNV / Otros).
 - Peso: toneladas.
 - Volumen de cemento/hormigón/otros materiales: m3.
 - Dimensiones: diámetro / largo / ancho / alto (m).
 - Área de extensión del material de estabilización: m2.
 - Distancia desde el pilote/pieza tubular al exterior de la zona con material: m.
 - Espesor de la capa exterior de grava/otros materiales: m.
 - Profundidad de inserción en el lecho marino de la capa principal de material: m.
 - Estructura metálica intermedia de conexión con la torre del aerogenerador Offshore.
 - Material: tipo y normativa aplicable (ISO / DIN / DNV / Otros).
 - Peso: toneladas.
 - Dimensiones: diámetro / largo / ancho / alto (m).
 - Volumen total: m3.
 - Espesor del material metálico de la estructura tubular: mm.
 - Tipos de soldadura de aplicación marina: normativa y tipo de soldadura.
 - Certificación de soldadura de aplicación marina: normativa.
 - Protección contra la corrosión: Recubrimiento C3 / C4 / C5 ó protección catódica.
- Profundidad de penetración de la plataforma, de la cimentación o de los anclajes en el lecho marino: m.
- Tipo de suelo del emplazamiento para realizar la cimentación.
- Resistencia del suelo en el eje vertical: kg/m2.
- Resistencia del suelo en el eje horizontal: kg/m2.
- Peso total de la plataforma marina más la cimentación: toneladas.
- Peso total (Toneladas) de la plataforma marina en relación a la potencia del aerogenerador Offshore.
- Conexión de la torre del aerogenerador Offshore con la estructura metálica intermedia:
 - Tipo de unión: atornillada / Barras Pre-tensadas / Otras uniones.
 - Par de apriete de las uniones soldadas: Nm.

Materiales de las estructuras metálicas de las plataformas marinas:

Se enumeran en el presente sub-apartado las principales características técnicas relacionadas con los materiales de las estructuras metálicas que conforman los diferentes tipos de plataformas marinas, desde el punto de vista de la definición de diseño y de la influencia de la selección en cuanto a las diferentes aplicaciones y tipologías (ver sección 6 de la norma DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbines Structures).

- Temperatura de diseño de los materiales metálicos: esta temperatura de diseño es una referencia para la selección de los grados de los materiales y estará basada en los valores de temperatura media diaria más baja. Existen diferentes casos de aplicación de la temperatura de diseño:
 - Situaciones de muy bajas temperaturas de almacenamiento (condiciones criogénicas) y de servicio.
 - Temperaturas de diseño para estructuras flotantes: no excederán los valores de temperatura media de servicio más baja para materiales de acero.
 - Temperaturas de diseño para estructuras metálicas externas situadas por encima del nivel del mar: se diseñarán teniendo en cuenta los valores de temperatura media diaria más baja.
 - Temperaturas de diseño para estructuras metálicas externas situadas por debajo del nivel del mar y por debajo del nivel más bajo de las mareas: se diseñarán sin tener en cuenta los valores de temperaturas de diseño por debajo de 0° C.

- Temperaturas de diseño para estructuras metálicas internas: se diseñarán sin tener en cuenta los valores de temperaturas de diseño por debajo de 0° C.
- Categoría estructural del material de acero: el objetivo de la categorización estructural del material tiene por objeto es evitar la fractura por hidrogenación mediante la adecuada selección de materiales y de las correspondientes inspecciones. La clasificación de los materiales en categorías estructurales presentan las siguientes tipologías:
 - Especial: los componentes estructurales sujetos a fallo tendrán consecuencias sustanciales y están sujetos a condiciones de estrés que pueden incrementar la probabilidad de fallo por hidrogenación. Dentro de esta categoría están las uniones tubulares de las plataformas (este factor influirá en la selección de los tipos de materiales y en sus espesores).
 - Primaria: los componentes estructurales sujetos a fallo tendrán consecuencias sustanciales. Dentro de esta categoría están las estructuras de tipo monopilote y las torres de los aerogeneradores.
 - Secundaria: los componentes estructurales sujetos a fallo no tendrán consecuencias sustanciales.
- Grado de material metálico seleccionado: el grado de acero para ser utilizado será seleccionado de acuerdo al diseño de temperatura y al espesor aplicable en función de la categoría estructural que le corresponda (ver anexo con la tabla A8 sección 6 de la norma DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbines Structures).

Materiales de las cimentaciones de las plataformas marinas:

En la sección 6 sub-apartado de Selección de materiales de hormigón de la norma DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbines Structures, se especifican los tipos de materiales de hormigón a seleccionar. Estos materiales de hormigón están sujetos a la normativa específica DNV-OS-C502 Section 4 “*Structural Concrete and Materials*”.

Otras características técnicas generales de las plataformas marinas y de sus sistemas de anclaje y cimentación:

- Profundidad del agua respecto al lecho marino y a la superficie: m.
- Condiciones del suelo en el emplazamiento del aerogenerador Offshore: Resistencia (kg/m²); tipología de suelo (Ver punto de *Tipos de cargas de diseño* para Offshore y el sub-apartado correspondiente a las *Cargas de diseño asociadas a las condiciones marinas*).
- Frecuencias de resonancia de la estructura metálica de la plataforma marina:
 - En condiciones normales de operación: Hz.
 - En condiciones extremas de operación: Hz.
- Función de relación entre los requisitos de límites de nivel de resonancia de las estructuras y el incremento de peso de la plataforma marina: las limitaciones en los límites de resonancia del rotor implica unos incrementos en la masa del mismo, lo cual tiene como efecto un incremento en los pesos de la torre, de las palas, de la plataforma marina y en general de todo el aerogenerador Offshore completo. Adicionalmente tiene un impacto en los costes globales del proyecto.
- Función de relación entre la profundidad de las aguas del emplazamiento y el peso de la plataforma marina: Profundidad (m) en relación al Peso de la plataforma (toneladas). En función del tipo de plataforma marina seleccionada a mayor profundidad del emplazamiento se requiere un mayor peso y dimensiones de la plataforma marina (los tipos de plataforma marina de mayor a menor peso en toneladas son: tipo plataforma flotante; tipo monopilote; tipo de base de cimentación; tipo estructura metálica (Jacket). Esta relación se mantiene igualmente con los incrementos de profundidad en todos los tipos de plataformas, excepto en las plataformas flotantes donde el incremento de peso es menor a medida que se aumenta la profundidad).
- Efectos de la fatiga de los materiales: la fatiga en los puntos de unión de las estructuras metálicas es un área de aparición de roturas de materiales debidos a la fatiga de los materiales y de las soldaduras.
- Criterios de diseño para la selección de un tipo de plataforma marina:
 - Requerimientos de almacenamiento de los componentes de la plataforma marina.
 - Requerimientos de transporte de los componentes de la plataforma marina.
 - Requerimientos de instalación de los componentes de la plataforma marina.
 - Disponibilidad de emplazamientos marinos adecuados a cada tipo de plataforma marina.
 - Disponibilidad de equipos y maquinaria de instalación adecuados a cada tipo de plataforma marina.
 - Condicionantes económicos de costes de cada tipo de plataforma marina.
 - Cargas de diseño sobre la plataforma:
 - Viento.
 - Olas.
 - Corriente marina.
 - Cargas horizontales.
 - Cargas verticales.
 - Profundidad del agua en el emplazamiento.
 - Condiciones geológicas del suelo en el lecho marino.
 - Tipo de suelo marino.
 - Corrientes en el lecho marino (*Scouring*).

- Protección contra la corrosión: tasa máxima de disminución del espesor del material metálico de las estructuras permitido por causa de los efectos de la corrosión (< 20 micras / año; otros valores).
- Altura de acceso a la plataforma sobre el nivel del mar: m.
- Transporte por mar: los factores técnicos que afectan directamente a las plataformas marinas desde el punto de vista logístico para su transporte desde tierra hasta el emplazamiento marino se enumeran a continuación.
 - Peso total: toneladas.
 - Dimensiones: largo / ancho / alto (m).
 - Volumen total: m3.
- Instalación y montaje de la plataforma marina en el emplazamiento marino: las características técnicas principales que afectan a las operaciones de instalación y montaje relativos a la plataforma marina se enumeran a continuación.
 - Norma aplicable para garantizar la adecuada ejecución de las operaciones en el entorno marino dentro del alcance del proyecto: DNV “*Rules for planning and execution of marine operations. Part 1*”.
 - Requisitos de operación en el entorno marino:
 - Criterios de diseño.
 - Predicción meteorológica local.
 - Manuales de operación en el entorno marino.
 - Preparación de las operaciones de instalación y montaje: procedimientos de operación y de ejecución.
 - Procedimientos de inspección y ensayo de las operaciones de instalación y montaje.
 - Estudios de estabilidad de operación en el medio marino de los barcos de transporte e instalación, de los barcos grúas, barcos especiales y de las plataformas auxiliares, de los equipos de grúas, de los equipos de instalación de pilotes en el lecho marino, de los equipos de inserción de los monopilotes y estructuras metálicas, equipos de taladrado, equipos de atornillado y en general toda la maquinaria utilizada: la estabilidad de operación se chequeará durante las operaciones de carga, transporte, descarga, y será aplicable a todos los tipos de embarcaciones utilizadas.
 - Diseño estructural: las características de diseño estructural relativas a las operaciones de instalación en el medio marino serán consideradas e incluirán como mínimo las siguientes características.
 - Principios de diseño aplicable para las plataformas marinas.
 - Criterios de resistencia para los límites de diseño establecidos.
 - Selección de materiales y de procesos de fabricación de los mismos.
 - Procedimientos de ensayos.
 - Peso total: toneladas.
 - Volumen total: m3.
 - Geometría de la plataforma marina: tipo de formas geométricas del conjunto y de los componentes.
 - Procedimientos de izado en el entorno marino: para pesos a elevar > 50 toneladas aplica la norma DNV “*Rules for planning and execution of marine operations. Part 2*”, donde se deben considerar los siguientes parámetros técnicos:
 - Cargas básicas.
 - Cargas dinámicas.
 - Cargas residuales.
 - Casos de cargas de diseño.
 - Diseño de eslingas y materiales auxiliares.
 - Casos de fallo de eslingas, tolerancias dimensionales, sistemas de unión atornillada en el mar.
 - Nº de puntos de izado disponibles en la estructura metálica para el izado de la misma con grúas: Nº.
 - Tipo de tecnología de inserción en el fondo marino: los pilotes o estructuras tubulares, así como los pilotes y elementos de anclaje en función de su tipología requieren de maquinaria especializada de los tipos descritos a continuación.
 - Martillo neumático de compresión (Nm).
 - Prensa hidráulica de inserción (Nm).
 - Otros tipos de maquinaria de inserción de pilotes y pilares (Nm).
 - Operaciones de montaje e inserción de los pilotes de la base de la plataforma marina:
 - Verticalidad en el montaje: Grados (°) de desviación máximo sobre la vertical.
 - Tipo monopilote:
 - Inserción guiada por medio del agujero previamente taladrado en el lecho marino (Nm).
 - Inserción por taladrado controlado guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm).
 - Inserción por taladrado sin control guiado mediante maquinaria de taladrado (Nm).
 - Tipo estructura metálica (Jacket):
 - Inserción de pilares de sujeción de la plataforma al lecho marino mediante martillos hidráulicos de taladrado e inserción (Nm).

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.3.1.6. Características técnicas de detalle de los emplazamientos marinos del aerogenerador Offshore.

En el Anexo 2.4.3.1.6. se desarrollan en detalle las características técnicas relativas a los emplazamientos Offshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y la bibliografía consultada referenciada anteriormente (Norma IEC 61400-3 y IEC 61400-1; DNV; ISO; CENER; IDAE; Ministerio de Industria, Comercio y Turismo; Risoe; fabricantes de aerogeneradores).

Las características técnicas en el emplazamiento marino de un parque Offshore, en cuanto a condiciones meteorológicas y medioambientales tanto del aire como del entorno marino, vienen definidas por los siguientes parámetros técnicos, los cuales han de considerarse y evaluarse como entradas de diseño en la configuración del parque eólico marino:

- Condiciones del viento en el emplazamiento marino: (las condiciones del viento se basan en periodos de referencia de 10 minutos e incluyen los efectos de las estelas de viento producidas por otros aerogeneradores del emplazamiento cuando sean relevantes).
 - Intensidad de la turbulencia del viento en función de la velocidad media del viento.
 - Velocidad media anual del viento (a la altura del rotor): m/s.
 - Grado de inclinación del flujo (°).
 - Distribución de la velocidad del viento (curvas Weibull, Rayleigh, mediciones).
 - Modelo normal de cortadura del viento y parámetros.
 - Modelo de turbulencia y parámetros.
 - Velocidades extremas del viento a la altura del rotor (m/s).
 - Modelo de cambio de dirección extremo y parámetros para periodos de recurrencia de entre 1 y 50 años.
 - Modelo extremo de cortadura del viento y parámetros.
 - Distribución de las direcciones del viento (Rosa de los vientos).
 - Ocurrencia de vientos extremos del tipo huracán (Categoría 3 y superiores).
- Condiciones medioambientales marinas (basadas en un periodo de referencia de 3 horas):
 - Variación de mareas y aparición de tormentas (m): periodo de recurrencia de 50 años).
 - Marea astronómica más alta HAT (m).
 - Marea astronómica más baja LAT (m).
 - Nivel de agua más alto HSWL (m).
 - Nivel de agua más bajo LSWL (m).
 - Altura significativa de ola para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m).
 - Rango de periodos de picos de altura de olas para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m).
 - Altura de ola extrema individual para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m).
 - Rango de periodos asociados de ola para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (s).
 - Rango de periodos de altura extrema de la cresta de la ola para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m).
 - Corriente superficial extrema para periodos de recurrencia de 1 a 50 años (m/s).
 - Distribución conjunta de viento y olas incluyendo direccionalidad (H_s, T_p, V).
 - Espectro de las olas y sus parámetros.
 - Modelos determinísticos del modelo de las olas y sus parámetros.
 - Modelo de ruptura de ola y sus parámetros.
 - Condiciones del hielo en el mar.
 - Desplazamiento de masas en el fondo marino (Scour) de forma local y global: Máximo permitido en metros.
 - Variación del nivel del mar: Máximo permitido en metros.
 - Perfil y espesor de sedimentos orgánicos adheridos (mm).
- Condiciones medioambientales de funcionamiento:
 - Rangos de temperatura del aire normal y extremo (°C).
 - Rangos de temperatura del agua del mar normal y extremo (°C).
 - Densidad del aire (kg/m³).
 - Densidad del agua (kg/m³).
 - Radiación solar (W/m²).
 - Humedad (%).
 - Lluvia, nieve y hielo.
 - Sustancias químicas activas.
 - Partículas mecánicamente activas.
 - Rayos y sistemas de protección.

- Modelos de terremotos y sus parámetros.
- Grado de salinidad de las aguas (g/m3).
- Duración y condiciones medioambientales asumidas en los casos de cargas de diseño.

En la definición del parque eólico Offshore es necesario realizar una evaluación de las condiciones técnicas del emplazamiento marino. Los aerogeneradores Offshore están sujetos en operación de manera general a una serie de condiciones técnicas y medioambientales tal y como se enumeran a continuación:

- Condiciones medioambientales marinas.
- Condiciones de funcionamiento eléctrico en las condiciones medioambientales marinas.
- Influencia de las estelas de viento de aerogeneradores Offshore de su emplazamiento.
- Condiciones del suelo marino: condiciones batimétricas, ocurrencia de sismos, etc.

Con objeto de caracterizar el emplazamiento marino del parque eólico Offshore bajo las condiciones de operación indicadas es preciso llevar a cabo una serie de evaluaciones de parámetros técnicos tal y como indica en la norma IEC 61400-3 (punto 12), los cuales se enumeran a continuación como referencia:

- Base de datos meteorológicos y oceánicos del emplazamiento marino: los datos a registrar son los siguientes.
 - Velocidades de viento y direcciones del viento: registros de datos históricos y datos actuales.
 - Alturas de olas significativas, periodos de las olas y direcciones de las olas.
 - Correlación de las estadísticas del viento y de las olas.
 - Niveles de las aguas.
 - Ocurrencia y propiedades del hielo en el mar.
 - Ocurrencia de heladas.
 - Temperatura del aire.
 - Densidad del aire.
 - Temperatura del agua.
 - Densidad del agua.
 - Salinidad del agua.
 - Batimetría del emplazamiento.
 - Crecimiento biológico de organismos.
- Evaluación de las condiciones de viento: los valores de los datos del emplazamiento se basarán en datos reales registrados y en estimaciones de los parámetros siguientes.
 - Velocidad del viento media en sus 10 valores mínimos extremos.
 - Función de la densidad de probabilidad de la velocidad del viento: $p(V_{hub})$
 - Desviación estándar de la turbulencia ambiente.
 - Cortadura del viento.
 - Densidad del aire: se aplica la norma ISO 2533:1975 en caso de falta de datos.
- Evaluación de las olas: los valores de los datos del emplazamiento se basarán en datos reales registrados y en estimaciones de los parámetros siguientes.
 - Altura significativa de altura de ola con un periodo de recurrencia de 50 años (asumiendo un periodo de referencia de 3 horas ($H_s, 50$) y los rangos asociados de periodos espectrales de pico de ola).
 - Altura significativa de altura de ola con un periodo de recurrencia de 1 año (asumiendo un periodo de referencia de 3 horas ($H_s, 1$) y los rangos asociados de periodos espectrales de pico de ola).
 - Altura de ola individual extrema con un periodo de recurrencia de 50 años ($H, 50$).
 - Altura de ola individual extrema con un periodo de recurrencia de 1 año ($H, 1$).
 - Altura de ola individual reducida con un periodo de recurrencia de 50 años ($H_{RED}, 50$).
 - Altura de ola individual reducida con un periodo de recurrencia de 1 años ($H_{RED}, 1$).
 - Altura de cresta de ola extrema con un periodo de recurrencia de 50 años.
- Evaluación de las corrientes marinas: los valores de los datos del emplazamiento se basarán en datos reales registrados y en estimaciones de los parámetros siguientes.
 - Velocidades extremas de corrientes marinas en la superficie del mar con una recurrencia de entre 1 y 50 años.
 - Variaciones de la velocidad de la corriente marina con la profundidad.
- Evaluación del nivel del agua, de las mareas y de la aparición de tormentas: los valores de los datos del emplazamiento se basarán en datos reales registrados y en estimaciones de los parámetros siguientes.
 - Nivel del mar medio (MSL).
 - Marea astronómica más alta (HAT).
 - Marea astronómica más baja (LAT).
 - Nivel de agua más alto incluyendo la posibilidad de aparición de tormenta (HSWL).
 - Nivel de agua más bajo incluyendo sin la posibilidad de aparición de tormenta (LSWL).

- Evaluación del hielo en el mar: afecta al diseño de la estructura metálica de la plataforma marina. Los valores de los datos del emplazamiento se basarán en datos reales registrados y en estimaciones de los parámetros siguientes.
 - Espesor de hielo (H) con un periodo de recurrencia de 50 años.
 - Resistencia del hielo a agrietamientos.
 - Riesgo de aparición de témpanos producidos por la corriente o el viento.
 - Riesgo de fuerzas inducidas por las fluctuaciones del nivel del agua.
 - Frecuencia de concentración de hielo.
- Evaluación de Crecimiento biológico de organismos.
- Evaluación de movimientos del fondo marino y de desplazamientos de materiales (Scour): se evaluará la estabilidad del fondo marino y se determinarán los siguientes parámetros.
 - Estudios de configuración geológica y batimétrica del suelo marino.
 - Fallos de derrumbamiento de pendientes.
 - Deslizamientos de materiales del fondo marino.
 - Fallos en cavidades subterráneas.
 - Fenómenos de erosión.
 - Procesos de licuefacción del fondo marino.
 - Extensión de las áreas de desplazamientos de materiales (Scour): se analizarán los registros previos existentes de áreas próximas y con similares condiciones de fondo marino; se llevarán a cabo modelos teóricos de ensayos y cálculos calibrados procedentes de modelos teóricos o de prototipos.
- Evaluación de efectos de estelas de aerogeneradores Offshore próximos: se llevarán a cabo de acuerdo a los requerimientos de la norma IEC 61400-1.
- Evaluación de otras condiciones medioambientales: los valores de los datos del emplazamiento se basarán en datos reales registrados y en estimaciones de los parámetros siguientes y su probabilidad de ocurrencia, así como sus efectos.
 - Rangos de temperaturas del aire normales y extremas.
 - Granizo y nieve.
 - Humedad.
 - Rayos.
 - Radiación solar.
 - Sustancias químicas activas.
 - Grado de Salinidad.
 - Densidad del agua.
 - Rango de temperaturas del agua del mar.
- Evaluación de las condiciones de los terremotos: se evaluarán las probabilidades de ocurrencia y sus efectos de acuerdo a los requerimientos de la norma IEC 61400-1.
- Evaluación de los datos de periodos de viento (con viento y sin viento) y de periodos de climatología (periodos de calma y de inestabilidad, tormentas, etc.): los valores de los datos del emplazamiento se basarán en datos reales registrados y en estimaciones de los parámetros del emplazamiento marino seleccionado. Estos parámetros son de gran importancia para poder planificar las operaciones de montaje e instalación del parque eólico marino, así como las operaciones de reparación y mantenimiento, y los valores de los datos del emplazamiento se basarán en datos reales registrados y en estimaciones de los parámetros mencionados.
- Evaluación de las condiciones eléctricas de la red de conexión: se deberán evaluar las condiciones eléctricas externas de la zona de terminales de conexión del aerogenerador Offshore en el emplazamiento marino y su compatibilidad con las condiciones de diseño del parque eólico marino. Los parámetros eléctricos sujetos a evaluación deben ser como mínimo los siguientes:
 - Voltaje normal y rango de voltaje incluyendo condiciones especiales de conexión y desconexión.
 - Frecuencia normal, rango de frecuencias, ratio de cambio de frecuencias incluyendo condiciones especiales de conexión y desconexión.
 - Desequilibrios de voltaje especificados como porcentaje negativo de la secuencia de fase de voltaje para fallos simétricos y asimétricos.
 - Método de puesta a tierra del neutro.
 - Métodos de protección y detección de fallos de tierra.
 - Número anual de caídas y desconexión de red de la red eléctrica de conexión.
 - Duración total en la vida de las desconexiones de red de la red eléctrica de conexión.
 - Ciclos de auto-cierre.
 - Planificación en el tiempo de la compensación de energía reactiva requerida.
 - Fallos de corriente y duración.
 - Impedancia de cortocircuito en las terminales del aerogenerador Offshore en modo fase-fase y fase-tierra.
 - Distorsión del voltaje de armónicos de la red de conexión.
 - Presencia de señales en las líneas de transporte de electricidad y frecuencias de las mismas.
 - Perfiles de fallo para los requerimientos de huecos y caídas de tensión.

- Requisitos de control del factor de potencia.
 - Relación de rampa de voltaje y sus requisitos.
 - Otros requerimientos de compatibilidad de la red de conexión.
- Evaluación de las condiciones del suelo marino: se llevarán a cabo evaluaciones de las propiedades geológicas y batimétricas del suelo marino del emplazamiento del parque eólico marino y en la zona afectada para la instalación de las cimentaciones y de la plataforma marina. Los parámetros técnicos sujetos a evaluación deben ser como mínimo los siguientes y proporcionarán los parámetros de diseño para la definición de las cimentaciones y de la estructura de la plataforma marina:
 - Evaluación geológica del emplazamiento en el lecho marino.
 - Evaluación batimétrica del fondo marino incluyendo el registro de la existencia de cantos rodados, dunas de arena y obstrucciones en el lecho marino.
 - Investigación geofísica del lecho marino.
 - Investigación geotécnica incluyendo ensayos in-situ en el lecho marino y ensayos en laboratorio (material procedente de catas del lecho marino: el número de catas y su profundidad estará en función del número de aerogeneradores Offshore a instalar y de la extensión del emplazamiento marino).
 - Datos actuales de la geología de la región.
 - Datos de la clasificación del suelo marino y descripción de sus características.
 - Parámetros de resistencia a la cortadura del suelo marino.
 - Propiedades de deformación del suelo marino.
 - Permeabilidad del suelo marino.
 - Parámetros de rigidez y de humedad para realizar la predicción de las propiedades dinámicas de la estructura del aerogenerador Offshore.
 - Licuefacción potencial del material del lecho marino.
 - Condiciones de asentamiento en el largo plazo de la estructura de la plataforma marina sobre el lecho marino y del suelo circundante.
 - Características de estabilidad del suelo marino.
 - Características hidráulicas de estabilidad del suelo marino.

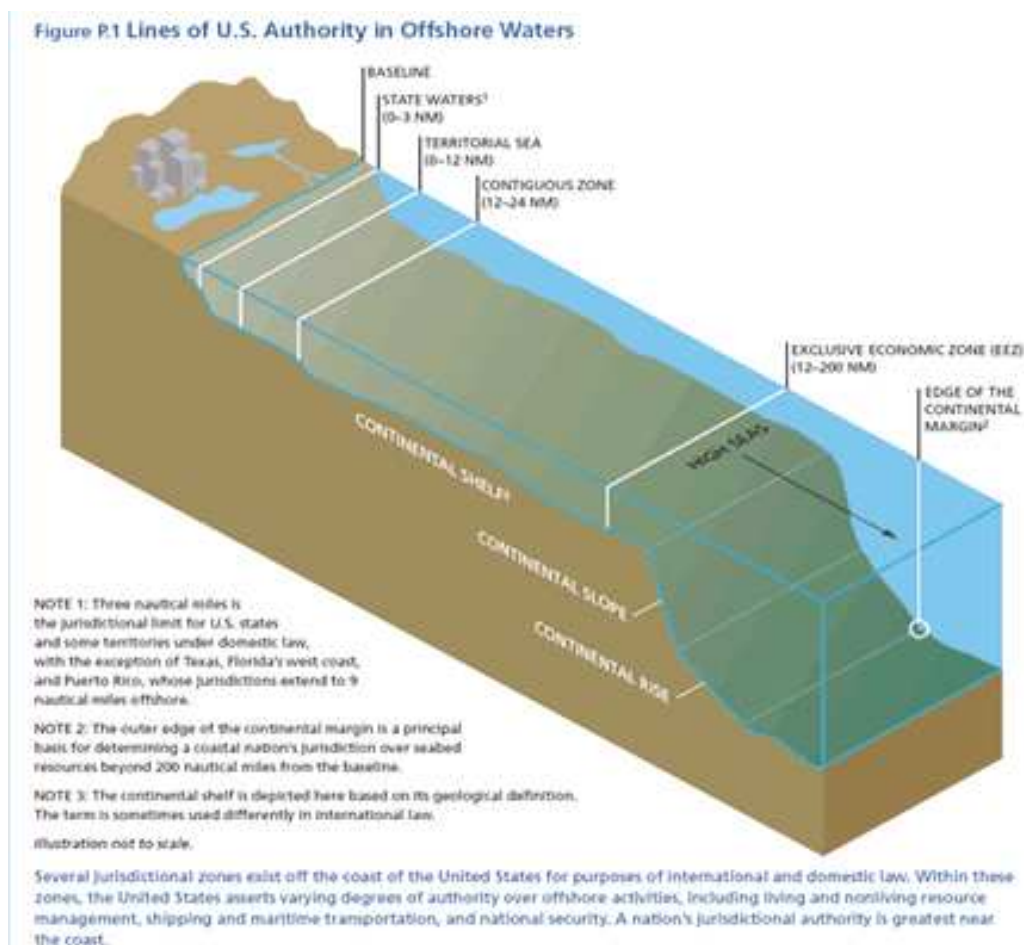


Figura 1. Ejemplo de sección de la distribución de profundidades de la plataforma marina desde la costa hasta aguas profundas utilizada como referencia para el estudio de ubicaciones de los emplazamientos marinos de parques eólicos Offshore (Fuente: Department of Energy (DOE) USA).

Adicionalmente es necesario tener en cuenta el análisis a realizar en los estudios de emplazamientos de parques eólicos Offshore, del tipo de características asociadas al lecho marino para poder llevar a cabo el rutado de los cables submarinos que transportan la energía hasta la costa, así como los emplazamientos y las condiciones geológicas del lecho marino para la instalación de subestaciones de transformación eléctricas en el mar y de las plataformas marinas que las sustentan.

Los factores técnicos desde el punto de vista del recurso eólico, adicionales a los anteriormente mencionados, y que influyen en el emplazamiento del aerogenerador Offshore y en la consiguiente definición del tipo de aerogenerador a instalar en el mismo (parque eólico marino, entorno aislado, entorno rural, entorno urbano, etc.) son los siguientes y son los mismos que los que aplican a los aerogeneradores Onshore (analizados en el punto 2.4.2. Características Técnicas de los aerogeneradores Onshore), donde se desarrollaron las Características Técnicas del Emplazamiento.

- Régimen de viento (recurso eólico): media anual m/s (Datos obtenidos mediante Campañas de medidas de viento, Estadísticas y Mapas de vientos de los emplazamientos).
- Potencial eólico del emplazamiento:
 - Velocidad media (m/s).
 - Direcciones de viento predominantes.
 - Turbulencias del viento en el emplazamiento y su intensidad.
 - Perfil vertical del viento: perfil de alturas a las que el viento presenta unas características de régimen de viento adecuadas para el aerogenerador.
- Rosa de los vientos: estudia el comportamiento direccional del viento. Además junto con la probabilidad de la velocidad del viento se analiza el comportamiento del recurso eólico y con el perfil vertical de viento que caracteriza la variación de la velocidad del viento con la altura se puede definir el tipo de aerogenerador Offshore adecuado para el emplazamiento marino estudiado.
 - Densidad del viento (kg/m³): viene dada según el Gráfico de distribución de Rayleigh.
 - Direcciones del viento.
 - Frecuencia del viento (%).
 - Velocidad media del viento (m/s).
- Potencia eólica del emplazamiento: depende de los siguientes factores técnicos.
 - Velocidad media del viento (m/s).
 - Densidad del aire (kg/m³).
 - Curva de potencia del aerogenerador Offshore seleccionado.
 - Disposición física de los aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino (ver Figura XX): distancias entre ellos, estructura reticular, etc.
 - Factor de capacidad del parque (kW/h): viene definida por la siguiente fórmula.
 - $\text{Factor de capacidad} = E / E_{\text{max}}$
(E_{max} = energía máxima que puede producirse en un parque a la potencia máxima en kW/h.;
 E = Producción de energía real anual).

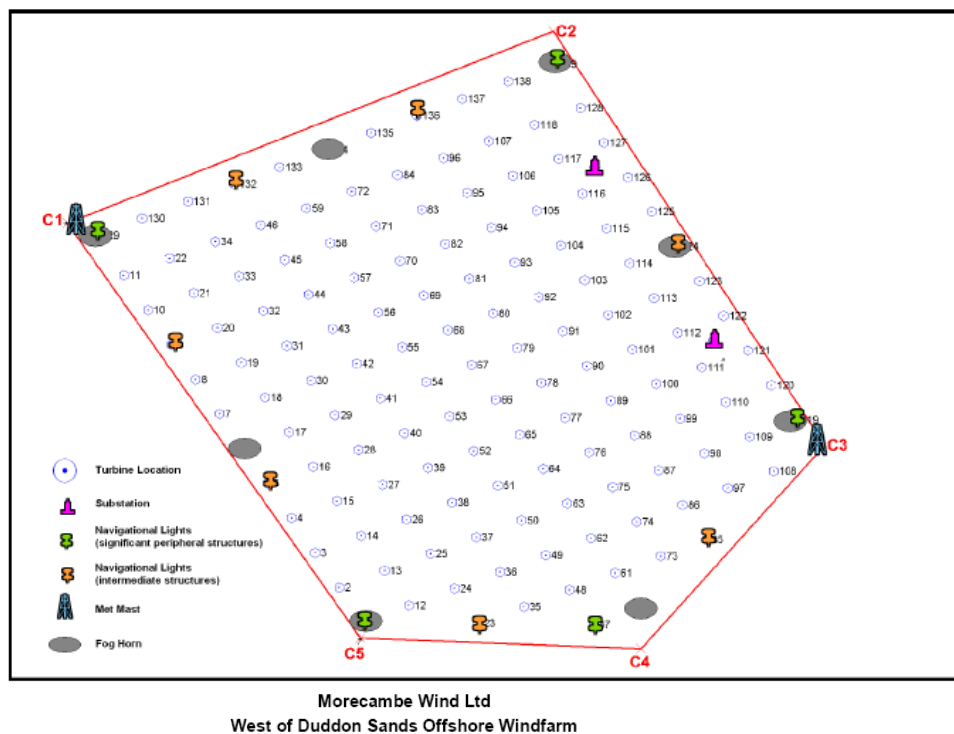


Figura 2. Ejemplo de un parque eólico Offshore (Escocia-Reino Unido) con una configuración espacial reticular y la estructuración de los servicios de iluminación marina, subestaciones de transformación, mástil meteorológico y sistemas de aviso de niebla (Fuente: EWEA).

En la evaluación de los recursos eólicos de un emplazamiento se debe proceder a recopilar toda la información existente en la zona en relación al viento y sus características. En España están disponibles varias fuentes de información al respecto las cuales se citan a continuación:

- Instituto Nacional de Meteorología (INM).
- Atlas europeo de los recursos eólicos marinos disponibles en Europa: publicado por la Agencia Europea de la Energía (EEA).
- Mapas eólicos marinos de las comunidades autónomas con costa en España: Ministerio de Industria e IDAE.

En el capítulo 3, en el punto 3.2.4 Producto y tendencias: segmentación del tipo de aerogeneradores Offshore, y en el sub-apartado de parques eólicos se muestra el mapa de viento europeo en emplazamientos en el mar a diferentes distancias a la costa y a diferentes alturas sobre el nivel del mar. En cuanto a la energía eólica Offshore en España los datos de recursos eólicos publicados para España en emplazamientos marinos situados a más de 10 kilómetros de la costa se indican en la Figura 3 y en la Figura 4 y serán los considerados preliminarmente hasta realizar estudios de detalle en los emplazamientos marinos específicos: los valores se muestran clasificados en función de la escala de alturas sobre el nivel del mar a las que se ha realizado la medición y se muestran los datos de la velocidad del viento (m/s) y la potencia del viento en Wm^2 .

Las zonas con mayor posibilidad de recurso eólico son las costas el noroeste de la península ibérica y el norte de Cataluña (Potencias de viento entre 350 y 600 Wm^2). El resto de áreas presentan un recurso eólico marino con valores intermedios (Potencias de viento entre 250 y 300 Wm^2).

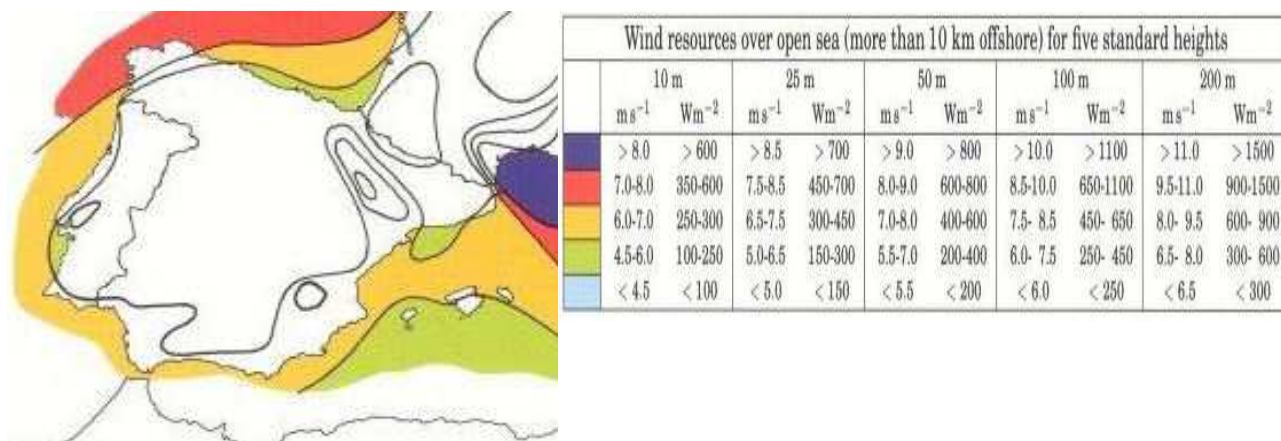


Figura 3. Mapa de recurso eólico marino en las costas de España y Portugal (Datos de velocidad de viento en m/s, de potencia en Wm^2 y diferentes alturas sobre el nivel del mar) (Fuente: EEA)



Figura 4. Mapa de recurso eólico: densidad de potencia del viento (W/m^2) en media anual a 80 m de altura sobre el suelo en España (Fuente: Ministerio de Industria e IDAE).

Se citan a continuación una serie de normas adicionales relativas a la descripción de datos de aspectos físicos y medioambientales que son de aplicación para los emplazamientos marinos de parques eólicos Offshore:

DNV-RP-C205 2007 Recommended practices for environmental conditions representation.

DNV-OS-J101 2007 Standard for offshore turbines. Recommendations on wave modelling.

API RP 2A 2000 Design of fixed offshore platforms: Indications on waves and current representation.

API RP 2T 1997 Tension Leg Platforms: Indications on waves and current representation. Wind spectrum description.

ISO 19901-1 2005 Requirements for offshore structures. Recommendations on use of oceanographic data.

ISO 21650 2007 Determination of wave and current actions on coastal structures.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.3.1.7. Características técnicas de detalle de los la instalación y montaje en el emplazamiento marino.

En el Anexo 2.4.3.1.7. se desarrollan en detalle las características técnicas relativas a la instalación y montaje en el emplazamiento marino, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y la bibliografía consultada referenciada anteriormente (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; fabricantes de aerogeneradores; ECN Engels, W. et al.; TU Delft; DOWEC; EWEA; Risoe).

Las características técnicas a considerar en los emplazamientos marinos en cuanto a las instalaciones de parques eólicos Offshore se indican a continuación:

A.- Parques eólicos Offshore:

La definición de parque eólico Offshore (EWEA) indica que es la agrupación de varios aerogeneradores de tipo Offshore, en un emplazamiento determinado en el mar, con un punto de conexión a la red eléctrica que disponga de autorización administrativa y código de registro definitivo en el régimen especial de cada país.

Un parque eólico marino está constituido por los siguientes elementos:

- Aerogeneradores Offshore.
- Plataformas marinas ancladas al fondo del mar o de tipo flotante, sobre las cuales se monta el aerogenerador Offshore.
- Las líneas eléctricas de cable submarino que interconectan los aerogeneradores con una subestación marina en el parque marino.
- Subestación de transformación marina instalada en el parque Offshore: realiza la conexión de los aerogeneradores del parque con la estación de transformación marina por medio de cables submarinos tipo *Array*. A su vez esta subestación conecta el parque eólico marino con tierra por medio de un cable submarino del tipo *Export* (alta tensión: con corriente alterna o continua) tendido a través del lecho del mar. El cable submarino se conecta en la costa con una subestación de tierra (con todos los sistemas de potencia de que conste hasta el punto de conexión a la red eléctrica: transformadores, sistemas de compensación de reactiva, FACTS, etc.), y desde allí se conecta a su vez a una red de transporte terrestre de energía eléctrica en alta tensión a través de los tendidos de distribución de energía a los centros industriales, rurales y urbanos.

Todos los parques eólicos marinos instalados hasta el año 2012 están conectados a la red eléctrica general y se instalan en zonas marinas de las costas del mar del norte en Europa, en el mar Báltico y varios parques marinos en China, con un recurso eólico donde la velocidad del viento es adecuada para la rentabilización de las inversiones en parques marinos Offshore.

B.- Diseño de un parque eólico Offshore: el proceso de diseño de un parque eólico marino se resume en los siguientes pasos.

- Diseño de la campaña de medidas de viento en el emplazamiento marino.
- Determinación del número y de la posición en el emplazamiento marino de las torres meteorológicas de medida de la velocidad del viento.
- Tratamiento estadístico de los datos de viento.
- Modelización de la distribución espacial de los recursos eólicos marinos mediante un modelo de campo de viento.
- Diseño del parque eólico Offshore a partir de los resultados de la modelización anterior.
- Cálculo de la producción energética del parque eólico Offshore a partir del diseño de parque: el diseño final de parque será aquel en el que se alcance la máxima producción energética minimizando las pérdidas por efecto de estelas de viento.
- Ubicación en el emplazamiento marino de cada una de las posiciones de los aerogeneradores Offshore y comprobación de la viabilidad física de la instalación: malla o estructura reticular es la distribución seleccionada para los parques marinos.
- Cumplimiento de las normativas nacionales y locales en el emplazamiento del parque marino: distancias mínimas de lugares habitados, áreas marinas con protección ambiental especial, zonas de rutas marinas comerciales, zonas de explotación pesquera, etc.
 - Configuración del parque eólico Offshore: las *características eléctricas* del parque marino definen su comportamiento desde el punto de vista técnico dentro de la conexión a la red eléctrica general. Se incluyen dentro de la configuración del parque eólico marino los aerogeneradores Offshore, las líneas eléctricas submarinas, los transformadores, las subestaciones y cualquier otro elemento que tenga influencia sobre el comportamiento eléctrico del parque eólico Offshore.
 - Realización de la campaña de medidas del viento en el emplazamiento marino: el periodo de desarrollo de esta fase tiene una duración media de unos 2 años.

- Selección del emplazamiento final del parque eólico Offshore: el periodo de desarrollo de la selección del emplazamiento final es de 6 meses de media en el caso de aerogeneradores Offshore.
- Permisos de instalación del parque eólico Offshore: esta fase tiene una duración media de 2 años e implica la autorización de la administración local y regional en la que se ubica el emplazamiento marino.
- Obra civil del emplazamiento marino e instalación de la plataforma marina: esta fase tiene una duración media de 12 meses.
- Instalación y montaje del aerogenerador Offshore sobre la plataforma marina: esta fase tiene una duración media de 2 a 6 meses.
- Accesos al emplazamiento marino: se deben definir las rutas marítimas y sistemas de transporte empleados (tipología de barcos, plataformas de montaje, grúas flotantes, etc.). Asimismo es necesaria la obtención de permisos de operación y de uso de las vías marítimas hasta el emplazamiento marino, los cuales deberán ser expedidos por las autoridades portuarias correspondientes.
- Montaje de los aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino: esta fase tiene una duración media estimada de unos 2 a 6 meses. Los aspectos técnicos del montaje en el emplazamiento marino de los aerogeneradores Offshore se indican a continuación:

C.- Medios de transporte en tierra para los grandes componentes del aerogenerador Offshore (Palas, Nacelle, Tramos de torre): es la fase previa de transporte de los componentes del aerogenerador hasta los almacenes de la zona portuaria donde se efectuará la descarga. Debido al gran tamaño y potencia, tanto la actual como la prevista, de los aerogeneradores Offshore es necesario considerar una serie de factores del transporte que afectan al proceso logístico de instalación y que se enumeran a continuación:

- Transporte estándar por carretera: límite de peso a transportar < 70 Toneladas.
- Transporte especial por carretera: camiones especiales con vehículos de señalización delante y detrás del transporte.
- Transporte por ferrocarril: la limitación viene dada por las dimensiones de anchura (m) y longitud (m en el caso de las palas) y una limitación del peso máximo de un componente de aerogenerador (100 toneladas máximo).
- Mínima anchura de carreteras: 9,1 a 10,5 m.
- Máxima altura de transporte en carretera: como referencia es 4600 mm en España, 4900 m en Reino Unido y 4500 mm en Alemania.
- Mínima radio de giro: el estándar se considera 30 m.
- Medios de izado de componentes en tierra: grúas estándar, grúas especiales, polipastos.
- Procesos de pre-montajes y de montaje en la zona portuaria previa a la carga en barco del aerogenerador Offshore: se realizan sobre los sub-componentes principales del aerogenerador como son la torre, Nacelle, Rotor, Palas, Sub-componentes (Tren de potencia, eje principal, tramos de torre, subconjuntos de nacelle, módulos de refrigeración, generador, etc.).
 - Pares de apriete de uniones atornilladas: Nm.
 - Protección contra la corrosión en puerto: por medio de embalajes especiales para la corrosión marina.
- Procesos de descarga y de carga de los principales sub-componentes del aerogenerador en la zona portuaria:
 - velocidad de viento máxima para proceder a la descarga (m/s).
 - Máxima capacidad de izado de las grúas del puerto: toneladas.
- Procesos de inspección y verificación del aerogenerador Offshore y de sus componentes, una vez montados sobre el barco de transporte antes de la partida hacia el emplazamiento.

D.- Logística y transporte en el medio marino del aerogenerador Offshore y de sus componentes: se trata de un proceso logístico y de transporte específico de los aerogeneradores Offshore desde la zona portuaria en tierra hasta el emplazamiento marino del parque eólico Offshore, que se basa en la experiencia previa obtenida en los sectores del gas y del petróleo.

En las operaciones de instalación de aerogeneradores Offshore las principales limitaciones desde el punto de vista del transporte, el montaje en el emplazamiento y el mantenimiento del parque Offshore son las siguientes:

- Máxima velocidad del viento para operaciones de instalación: m/s.
- Máxima altura significativa de olas del mar: m.
- Nivel de variación máxima del nivel del mar: m.
- Temperatura atmosférica: °C.
- Máxima velocidad del viento para operaciones de mantenimiento: m/s.
- Desplazamiento de carga del barco: toneladas métricas.

Las principales fases del transporte hasta el emplazamiento y sus principales características técnicas que presentan son las siguientes:

d.1.-Operaciones de carga en el barco o plataforma de los componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor, palas, estructura metálica de la plataforma, elementos de las cimentaciones del lecho marino cuando apliquen). Los factores técnicos que influyen son los siguientes.

- Velocidad de viento máxima para proceder a la carga (m/s): 18 m/s.
- Velocidad de desplazamiento de las grúas: m/s.
- Máxima capacidad de izado de las grúas del puerto: toneladas.
- Dimensiones del área de carga: m.
- Diámetro de giro de las grúas en el puerto: m.

d.2.-Tipos de transporte marítimo de componentes de aerogenerador Offshore a utilizar (información sobre la tipología de los barcos de transporte se especifica en el apartado 2.3.4.2. Aerogeneradores de eje horizontal Offshore: procesos de montaje y de fabricación de los componentes principales, donde se desarrolla el tema de los Barcos de transporte y sistemas auxiliares de instalación de aerogeneradores Offshore.

Dentro del área de transporte marítimo aplicable a los aerogeneradores Offshore se pueden determinar las siguientes tipologías de barco fundamentales desde el punto de vista del montaje e instalación en el emplazamiento marino:

- Barcos de instalación de plataformas marinas (tipo mono-pilote, base de gravedad, Jacket, trípode) y cimentaciones en el lecho marino: pueden utilizar las tipologías de barcos siguientes.
 - Barcos de transporte principal tipo Jackup.
 - Barcos de transporte principal tipo Jackup arrastrado.
 - Barcos con grúas auxiliares en plataformas flotantes.
- Barcos de instalación de aerogeneradores Offshore y de subestaciones de transformación marinas: pueden utilizar las tipologías de barcos siguientes.
 - Barcos de transporte principal tipo Jackup.
 - Barcos de transporte principal tipo Jackup arrastrado.
 - Barco tipo Jackup anclado
 - Barco tipo Semi-Jackup
 - Barcos auxiliares de todo tipo.
- Barcos de instalación y de rutado del cable submarino: utilizan un barco especial tipo Jackup arrastrado más un barco de arrastre.
- Barcos de servicios auxiliares: pueden utilizar todas las tipologías de barcos auxiliares para la realización de funciones como grúas, transporte logístico, talleres de reparación, personal de reparación y mantenimiento, barco-hotel.



Figura 1. Ejemplos de diferentes tipologías de barcos utilizados en las operaciones de transporte e instalación de los aerogeneradores Offshore. Barcos de transporte principal tipo Jack-up márgenes superior izda y dcha.; Barco con grúas auxiliares en plataformas flotantes-imagen inferior izda-; Barco de transporte principal tipo Jack-up arrastrado MPI Resolution –imagen inferior dcha.-. (Fuente: A2Sea).

Se describen a continuación las características técnicas de cada tipo de barco utilizado, las cuales afectan a las operaciones que llevan a cabo:

- Barcos de transporte principal: pueden ser de diferentes tipos en función de los tonelajes a transportar, del tipo de componentes a transportar, de la disponibilidad de los mismos en el mercado en el momento de la instalación

del parque Offshore. Los principales tipos de barco de transporte utilizados en el sector de aerogeneradores Offshore están dotados de grúas de montaje principales y presentan las siguientes tipologías:

- Barco tipo Jackup: es un barco de transporte de tipo plataforma con capacidad de navegación y dotado con pilotes desplegables de anclaje al fondo marino y dotado de grúas principales para realizar todo el montaje de los componentes del aerogenerador en el emplazamiento marino. Los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Carga desplazada: toneladas métricas.
 - Velocidad de transporte estimada: km/h.
 - Capacidad de izado: toneladas.
 - Altura máxima de izado de la carga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Manga: m.
 - Eslora: m.
 - Longitud: m.
- Barco tipo Jackup arrastrado: es una plataforma de transporte sin capacidad de navegación, que debe ser arrastrado por un barco remolcador, dotado con pilotes desplegables de anclaje al fondo marino y dotado de grúas principales para realizar todo el montaje de los componentes del aerogenerador en el emplazamiento marino. Los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Carga desplazada: toneladas métricas.
 - Velocidad de transporte estimada: km/h.
 - Capacidad de izado: hasta 50 toneladas.
 - Altura máxima de izado de la carga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Manga: m.
 - Eslora: m.
 - Longitud: m.
- Barco tipo Jackup anclado: es una plataforma de transporte con capacidad de navegación, dotado con un sistema de anclaje al fondo marino y dotado de grúas principales para realizar todo el montaje de los componentes del aerogenerador en el emplazamiento marino. Los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Carga desplazada: toneladas métricas.
 - Velocidad de transporte estimada: km/h.
 - Capacidad de izado: hasta 50 toneladas.
 - Altura máxima de izado de la carga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Manga: m.
 - Eslora: m.
 - Longitud: m.
- Barco tipo Semi-Jackup: es un barco de transporte convencional con capacidad de navegación y dotado con pilotes desplegables de anclaje al fondo marino y dotado de grúas principales para realizar todo el montaje de los componentes del aerogenerador en el emplazamiento marino. Presenta la desventaja que debido al efecto de las mareas altas, cada 2 horas es necesario moverlo y reposicionarlo. Los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Carga desplazada: toneladas métricas.
 - Velocidad de transporte estimada: km/h.
 - Capacidad de izado: hasta 50 toneladas.
 - Altura máxima de izado de la carga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Manga: m.
 - Eslora: m.
 - Longitud: m.
- Barcos de transporte auxiliares: son embarcaciones y dispositivos de elevación auxiliares y complementarios a los barcos de transporte principales. Pueden ser de diferentes tipos en función de los tonelajes a transportar, del tipo de componentes a transportar, de la disponibilidad de los mismos en el mercado en el momento de la instalación del parque Offshore. Los principales tipos de barco de transporte auxiliares utilizados en el sector de aerogeneradores Offshore están dotados de grúas de montaje y presentan las siguientes tipologías:

- Grúas auxiliares: están instaladas en barcos de soporte auxiliares y presentan una limitación en el tonelaje de izado de la grúa sin llegar a tener capacidad para la elevación de componentes hasta la altura de montaje del rotor. Los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Velocidad de desplazamiento estimada: km/h.
 - Capacidad de izado: hasta 50 toneladas.
 - Altura máxima de izado de la carga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Manga: m.
 - Eslora: m.
 - Longitud: m.
- Grúas auxiliares en plataformas flotantes: están instaladas sobre plataformas de transporte que son arrastradas por barcos de arrastre y pueden tener grúas con gran capacidad de izado para la elevación de componentes hasta la altura de montaje del rotor. Los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Velocidad de desplazamiento estimada: km/h.
 - Capacidad de izado: toneladas.
 - Altura máxima de izado de la carga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Manga: m.
 - Eslora: m.
 - Longitud: m.
- Barcos auxiliares de soporte a las operaciones de instalación: disponen de grúas auxiliares de reducida capacidad de izado aptas para realizar operaciones auxiliares al montaje de los grandes componentes del aerogenerador Offshore. Los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Velocidad de desplazamiento estimada: km/h.
 - Capacidad de izado: toneladas.
 - Altura máxima de izado de la carga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Manga: m.
 - Eslora: m.
 - Longitud: m.
- Barcos auxiliares con plataformas de acceso: disponen de plataformas de acceso desplegadas aptas para aproximarse a la plataforma marina para realizar operaciones de aprovisionamiento, mantenimiento y reparación de averías. Los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Velocidad de desplazamiento estimada: km/h.
 - Capacidad de izado: toneladas.
 - Altura máxima de izado de la carga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Manga: m.
 - Eslora: m.
 - Longitud: m.

E.- Montaje e instalación de la plataforma marina en el emplazamiento marino:

La instalación de la plataforma marina y las operaciones de cimentación en el emplazamiento presentan las siguientes fases en cuanto a ejecución una vez se ha transportado todos los materiales necesarios al emplazamiento:

- Cimentación del fondo marino: en función de la tipología de plataforma marina serán necesarias una serie de operaciones de preparación del fondo marino para posteriormente instalar la plataforma.
 - Preparación del lecho marino mediante aplanamiento del mismo: aplica a todas las plataformas y en especial a la del tipo base de gravedad y los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Maquinaria de aplanado del fondo marino.
 - Fuerza necesaria para desplazamiento de material y aplanado: N.
 - Taladrado del fondo marino mediante aplanamiento del mismo: aplica a todas las plataformas del tipo ancladas al fondo marino y los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Longitud de la herramienta de taladrado: m.
 - Diámetro de la herramienta de taladrado: mm.
 - Fuerza de taladrado necesaria: N.
 - Tiempo de taladrado: segundos.

- Descarga y posicionamiento del material de protección (Scour): en el lecho marino se descarga material con objeto de proteger la base de la plataforma de desplazamientos del lecho marinos que pueden afectar a su estabilidad. los factores técnicos que influyen son los siguientes.
 - Tipo de material de protección: grava u otros.
 - Peso del material descargado: toneladas.
 - Diámetro de extensión del material de protección en el lecho marino: m.
- Montaje de la plataforma marina: en función de la tipología de plataforma marina serán necesarias una serie de operaciones de instalación en el fondo marino y en la superficie para la instalación de la misma, las cuales se enumeran a continuación.
 - Descarga de la plataforma marina desde el barco de transporte: mediante grúas se procederá a la descarga de la plataforma en la que tienen influencia los siguientes parámetros técnicos.
 - Capacidad de izado de las grúas: toneladas.
 - Altura máxima de izado de la descarga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Velocidad máxima del viento en el emplazamiento para operaciones de descarga: m/s.
 - Instalación de la plataforma marina en el lecho marino: mediante grúas se procederá a la descarga de la plataforma y su posicionamiento en el lecho marino. En función del tipo de plataforma marina se llevarán a cabo las siguientes operaciones de montaje sobre las que tienen influencia los siguientes parámetros técnicos.
 - Inserción del pilar de la plataforma (Plataforma tipo mono-pilote y tipo base de gravedad) en el agujero taladrado en el fondo marino:
 - Fuerza de inserción de la plataforma: N.
 - Velocidad de inserción: m/s.
 - Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados.
 - Inserción de la base cimentada (plataforma tipo base de gravedad) sobre el lecho marino:
 - Fuerza de asentamiento ejercida por la maquinaria de instalación: N.
 - Plenitud sobre el eje horizontal: mm.
 - Ángulo de posicionamiento respecto a la vertical: grados.
 - Inserción de los pilotes de anclaje de la plataforma al lecho marino (plataforma tipo Jacket, tipo Trípode y anclajes de las plataformas flotantes).
 - Fuerza de inserción de la plataforma: N.
 - Velocidad de inserción: m/s.
 - Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados.
 - Comprobación de la verticalidad de la plataforma: ángulo.
 - Comprobación del anclaje al lecho marino según la especificación: chequeo de inserción de los pilotes.
 - Planitud de la base de la plataforma: mm.
 - Montaje de la estructura de transición entre la plataforma marina y el aerogenerador Offshore: es una estructura metálica de unión entre la base de la estructura metálica de la plataforma marina y la base de la torre del aerogenerador Offshore. Las características técnicas de la unión desde el punto de vista del montaje son:
 - Par de apriete de las uniones atornilladas: Nm.
 - Planitud de la unión en la base: mm.

F.- Procesos de montaje en el emplazamiento marino: las características técnicas generales básicas y fundamentales en el montaje de un aerogenerador Offshore en el emplazamiento marino son las mismas que en el caso de los aerogeneradores Onshore en lo que se refiere a las uniones de los principales elementos (torre, nacelle, rotor y palas) tal y como se han analizado en el apartado 2.4.3. Características técnicas de los aerogeneradores Offshore en el punto de características técnicas de la instalación y montaje en el emplazamiento marino. Existen sin embargo una serie de características técnicas específicas del montaje de los aerogeneradores Offshore tales como: la logística y el transporte en el medio marino del aerogenerador y de sus componentes, la instalación de la plataforma marina, el montaje y rutado en el lecho marino de los cables submarinos de conexión a la red eléctrica, el montaje e instalación de la subestación de transformación marina. Estos aspectos específicos se han desarrollan en otros puntos de este apartado. Los procesos específicos asociados a la instalación y montaje de aerogeneradores Offshore se citan a continuación:

- Montaje del aerogenerador Offshore sobre la plataforma marina: la base de la plataforma marina presenta unos puntos de montaje para la base de la torre del aerogenerador, y serán necesarias una serie de operaciones de instalación las cuales se enumeran a continuación.
 - Operación de instalación de la fijación al fondo marino de los pilotes de anclaje del barco o del barco-plataforma de instalación.

- Descarga del aerogenerador sobre la plataforma marina desde el barco de instalación: mediante las grúas principales se procederá a la descarga del aerogenerador sobre la plataforma en la que tienen influencia los siguientes parámetros técnicos.
 - Capacidad de izado de las grúas: toneladas.
 - Altura máxima de izado de la descarga: m.
 - Radio de trabajo: m.
 - Velocidad de izado de las grúas: m/s.
 - Velocidad máxima del viento en el emplazamiento para operaciones de descarga: m/s.
- Instalación del aerogenerador sobre la plataforma marina: mediante grúas se procederá a llevar a cabo las siguientes operaciones de montaje sobre las que tienen influencia los siguientes parámetros técnicos.
 - Inserción de la base de la torre sobre los puntos de montaje sobre la pieza de unión intermedia entre la plataforma marina y el aerogenerador.
 - Velocidad de las grúas: m/s.
 - Ángulo de inserción respecto a la vertical: grados.
 - Par de apriete de las uniones atornilladas: Nm.
 - Velocidad máxima del viento en el emplazamiento para operaciones de descarga: m/s.
 - Existencia de elementos meteorológicos inusuales: heladas, granizo, olas de gran altura, mareas con oscilaciones extremas, vientos muy fuertes, rayos, terremotos, etc.
- Condiciones medioambientales límites para la instalación: deberán ser establecidas por el fabricante del aerogenerador Offshore para poder proceder a la instalación en el parque marino y se deberán asegurar como mínimo las condiciones adecuadas para la instalación de los siguientes parámetros.
 - Velocidad del viento: m/s.
 - Nieve y hielo.
 - Temperatura ambiente: °C.
 - Rayos.
 - Visibilidad: m.
 - Lluvia: m3.
 - Altura de las olas: m.
 - Profundidad mínima del agua para poder operar: m.
- Procesos de inspección y verificación del aerogenerador Offshore una vez montado sobre la plataforma marina: se llevará a cabo una inspección mediante una lista de chequeo con objeto de controlar los parámetros técnicos principales en cuanto al montaje del aerogenerador: pares de apriete, horizontalidad y plenitud de la base de la torre, uniones de palas al rotor, unión del rotor a la nacelle, presurización de la nacelle, etc.
- Procedimientos de seguridad de las personas: deberá existir un manual de procedimientos de seguridad e higiene del personal y de los operarios de instalación y montaje.



Figura 2. Ejemplo de las operaciones de montaje e instalación de aerogeneradores Offshore en un emplazamiento marino, mediante la utilización de un barco de transporte principal tipo Jack-up provisto de grúas (Fuente: A2Sea).

a.1.- Montaje y rutado en el lecho marino de los cables submarinos de conexión a la red eléctrica: esta operación de montaje se lleva a cabo mediante barcos especiales y por medio de operaciones del rutado de los cables submarinos en el lecho del marino. Los principales factores técnicos que influyen en el montaje de cable submarino en el lecho del mar son los siguientes:

- Operación de conexiónado del cable submarino desde la celda de transformación de cada aerogenerador y de conexión desde la subestación de transformación marina: Par de apriete de los terminales (Nm).
- Operaciones de cableado del cable submarino (Alta tensión, Media tensión, en corriente alterna AC o continua DC) en el fondo del lecho del mar realizadas mediante barcos especiales de rutado de cables submarinos.

- Sistema de anclaje del cable submarino al fondo marino: enterramiento en el lecho marino o anclaje mediante abrazaderas insertadas en el fondo marino.
- Sistema de protección del cable submarino en la zona de conexión con la plataforma del aerogenerador Offshore y en la zona de conexión en tierra: cubiertas adicionales o tubos de protección.
- Fuerza de la corriente marina: en superficie y en el fondo del mar (N).
- Movimientos de la arena del fondo marino: masa (kg); velocidad (m/s); tiempo (s).
- Dragado del fondo marino: operaciones de dragado en tiempo (s), profundidad (m) y tonelaje de masa desplazada (toneladas).
- Dureza del material geológico del lecho marino.
- Condiciones y requisitos de enterramiento del cable submarino: Dimensiones de enterramiento (mm).
- Condiciones de hielo en el mar.
- Contaminación de la sedimentación del lecho marino.
- Movimientos y volcado de rocas en el fondo marino.
- Número y disponibilidad limitada de barcos de montaje de cable submarino.
- Limitaciones estacionales debido a la climatología del montaje del cable submarino: las zonas geográficas con limitaciones son el Mar del Norte, el mar Báltico, la costa este septentrional de Estados Unidos y Canadá.
- Zona de pesca: bancos de pesca en la zona.
- Zona de surf y deportes acuáticos.
- Tipo de barco de rutado de cables en el lecho marino: barco tipo Jackup arrastrado más un barco de arrastre.
- Factores que influyen en los barcos de montaje de cable submarino en el lecho del mar:
 - Longitud del cable submarino: km.
 - Peso del cable submarino: kg.
 - Plataformas de cambio de bobinas de cable submarino.
 - Bobinado en cubierta mediante utillajes y herramientas especiales.
 - Dimensiones del radio de giro del cable submarino: m.
 - Profundidad del agua en el área del rutado del cable submarino: m.
 - Fuerza de la corriente marina: en superficie y en el fondo del mar.
 - Condiciones de transporte en barco en el mar en la zona de montaje de cable submarino.
 - Requerimientos de enterramiento del cable submarino.
 - Barcos con precisión en la navegación para poder seguir el rutado del cable submarino en el fondo del mar.

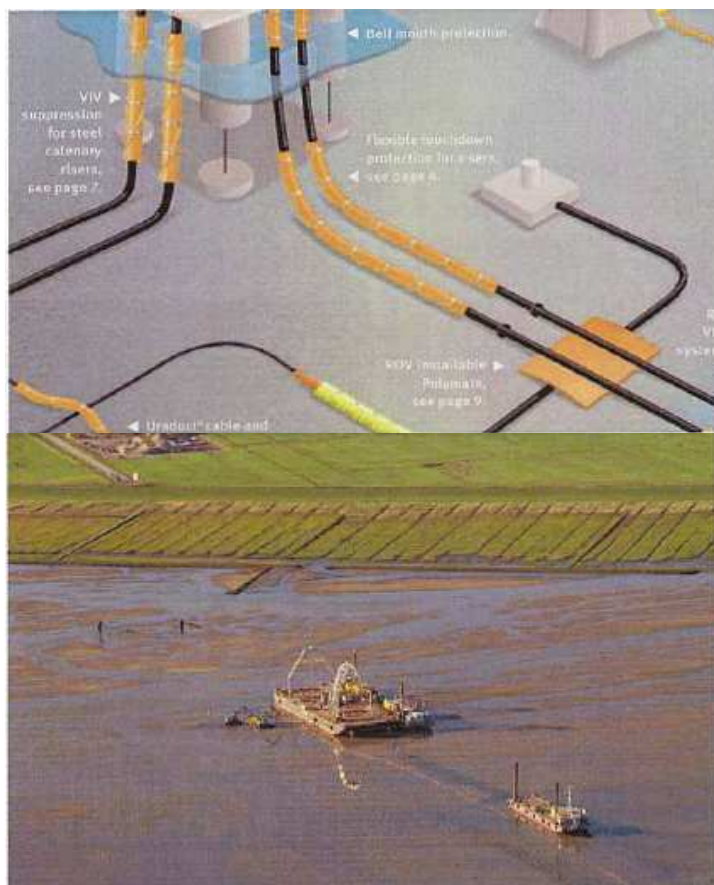


Figura 3. Esquema de las operaciones de rutado de cable submarino en la zona de conexión con la base del aerogenerador Offshore y ejemplo de modelo de barco de montaje de cable submarino en el lecho del mar (Fuente: ABB).

a.2.- Montaje e instalación de la subestación de transformación marina en el parque eólico Offshore.

En el caso de instalaciones de subestaciones de transformación en el parque eólico Offshore aplican desde el punto de vista del transporte, montaje e instalación, las mismas características técnicas que para el caso de instalaciones de plataformas marinas ancladas al lecho marino tal y como se han desarrollado en el apartado 2.4.3. y en el punto de Procesos de montaje en el emplazamiento marino.

G.- Estrategias de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino:

Existen diferentes estrategias y alternativas de transporte y ejecución de las operaciones de instalación y montaje de los aerogeneradores Offshore desde la carga en el puerto hasta la instalación en el emplazamiento del parque eólico Offshore. Se indican a continuación las diferentes alternativas de instalación y montaje más relevantes así como los factores y características más relevantes:

1-Opción 1 (Pre-montaje en puerto): en esta alternativa de instalación se llevan a cabo las siguientes fases en las operaciones de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore.

- Carga en el puerto del aerogenerador Offshore completamente montado (torre, nacelle, rotor, palas) sobre un barco de transporte e instalación.
- Transporte hasta el emplazamiento marino del parque eólico de todos los componentes del aerogenerador Offshore en el barco de transporte e instalación.
- Realización en una sola operación de descarga y montaje de la instalación del aerogenerador Offshore desde el barco de transporte e instalación en el emplazamiento marino.

2.-Opción 2 (Montaje directamente en el emplazamiento Offshore): en esta alternativa de instalación se llevan a cabo las siguientes fases en las operaciones de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore.

- Carga en el puerto de los principales componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor, palas, plataforma marina, materiales de cimentación, etc.) sobre un barco de transporte.
- Transporte hasta el emplazamiento marino del parque eólico de todos los componentes del aerogenerador Offshore en el barco de transporte e instalación.
- Realización en operaciones secuenciales del montaje e instalación del aerogenerador Offshore y de sus componentes desde el barco de transporte e instalación.

3.-Opción 3 (Trasvase y Montaje en el emplazamiento Offshore): en esta alternativa de instalación se llevan a cabo las siguientes fases en las operaciones de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore.

- Carga en el puerto de los principales componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor, palas, plataforma marina, materiales de cimentación, etc.) sobre un barco de transporte.
- Transporte hasta el emplazamiento marino del parque eólico de todos los componentes del aerogenerador Offshore en el barco de transporte.
- Trasvase en el emplazamiento marino de los componentes del aerogenerador desde el barco de transporte hasta el barco de instalación.
- Realización del montaje e instalación del aerogenerador Offshore desde un barco de instalación que directamente realiza el izado de los componentes desde el barco de transporte y realiza el montaje de los componentes en el emplazamiento.

3.-Opción 4 (Pre-montajes en puerto auxiliar): en esta alternativa de instalación se llevan a cabo las siguientes fases en las operaciones de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore.

- Carga en el puerto de origen de los principales componentes del aerogenerador Offshore (torre, nacelle, rotor, palas, plataforma marina, materiales de cimentación, etc.) sobre un barco de transporte.
- Transporte hasta un puerto auxiliar muy próximo al parque eólico Offshore, donde se realizan las operaciones de montaje final del aerogenerador completo (torre, nacelle, rotor y palas).
- Transporte desde el puerto auxiliar de los aerogeneradores completamente montados en el barco de transporte e instalación hasta el emplazamiento marino del parque eólico.
- En el emplazamiento marino se realiza, por medio del barco de transporte e instalación, el montaje final en una sola operación de descarga del aerogenerador completo y montaje sobre la plataforma marina.

H.- Comisionado y recepción del parque eólico marino:

Debido a la especificidad de un parque eólico Offshore, las condiciones mínimas requeridas para realizar el comisionado del mismo se detallan en la norma IEC 61400-3 Ed.1 (2009) punto 14, cuyos principales aspectos a considerar son los siguientes:

- Procedimientos de comisionado, operación, inspección y mantenimiento.
- Requerimientos de diseño para la operación bajo condiciones de seguridad adecuadas: existencia de barreras de protección en los accesos, procedimientos de acceso del personal al aerogenerador para labores de reparación y mantenimiento, etc.
- Procedimientos de energización de los aerogeneradores Offshore.
- Procedimientos de ensayos de comisionado posteriores a la instalación de los aerogeneradores Offshore.
- Manuales de instrucciones y de operación del aerogenerador Offshore.
- Procedimientos de planes de emergencia.
- Manual de mantenimiento.

Existen adicionalmente otras posibles combinaciones de las anteriores estrategias de instalación y montaje, no desarrolladas en este apartado, pero que pueden ser tenidas en cuenta como líneas de investigación alternativas como parte de la mejora de la cadena de suministro.

Características específicas asociadas a la instalación y al montaje de los aerogeneradores Offshore:

Las tendencias actuales en el año 2010 en el sector naval en cuanto al soporte al mercado de instalación de aerogeneradores Offshore presenta las siguientes características técnicas las cuales van a convertirse en las más demandadas por los promotores de parques eólicos Offshore:

- Requerimiento de barcos específicos para el transporte e instalación de aerogeneradores Offshore.
- Existencia de sinergias con el sector del petróleo y del gas en cuanto a la posibilidad de utilización de algunos tipos de barcos del sector.
- Disponibilidad de barcos de transporte y de grúas flotantes: en función de la demanda de parques marinos en cada región se deberá planificar la construcción de barcos de transporte e instalación adicionales para la aplicación de instalación de aerogeneradores Offshore para poder cumplir con los objetivos de instalación en el año 2020.
- Los procesos de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore son más exigentes que el resto del sector marino (extracción de gas y petróleo, instalaciones portuarias): requieren mayor número de días de operación y los procesos de instalación son muy repetitivos.
- Capacidad de izado de 800 toneladas en la instalación de aerogeneradores Offshore: para ser utilizada en aerogeneradores de potencias > 5 MW.
- Capacidad de izado en la instalación de plataformas marinas y materiales de cimentaciones del lecho marino: 1200 toneladas y a profundidades superiores a 40 metros.
- Posibilidad de instalación en el emplazamiento de aerogeneradores Offshore con una sola maniobra de montaje: el aerogenerador viene completamente montado de tierra (torre, nacelle y rotor) a excepción de las palas que se montan en el emplazamiento marino.

- La clasificación de las empresas instaladoras de aerogeneradores Offshore se define en función de los servicios que prestan los barcos que contratan y de las características que tienen influencia en las operaciones de montaje y en los costes de instalación:
 - Servicios de Multi-instalación de componentes en cada barco: capacidad para transportar más de un set o conjunto de palas/nacelles/torres o más de un aerogenerador completo.
 - Utilización de barcos autopropulsados o barcos remolcados: los factores de influencia son el ratio de velocidad de navegación vs. coste de operación, además de las condiciones del estado del mar y del fondo marino.
- Factores técnicos de influencia en las plataformas de transporte y barcos de transporte y montaje de aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino:
 - Dimensiones de los aerogeneradores Offshore y de sus componentes: a mayores dimensiones se requieren barcos de mayores dimensiones y tonelaje.
 - Profundidad de las aguas del emplazamiento marino: a mayor profundidad de las aguas los tipos de barcos aptos para las operaciones de instalación y montaje son menores en número y su coste es más elevado, tanto a nivel constructivo como consecuencia de la complejidad técnica requerida como en tasa horaria de utilización.
 - Distancia a la costa del emplazamiento marino: a mayor distancia del puerto de embarque, mayores son los requerimientos de los barcos a utilizar desde el punto de vista de la capacidad de carga y de su complejidad técnica, y mayor es el coste del transporte hasta el emplazamiento marino.
 - Optimización de la instalación y montaje de aerogeneradores Offshore: en condiciones meteorológicas adversas las ventanas temporales de tiempo disponibles para llevar a cabo las operaciones de instalación requieren disponer de barcos con capacidades técnicas capaces de optimizar y reducir los tiempos de instalación y montaje en el emplazamiento marino.
 - Capacidad de elevación de pesos en tonelaje: existen muy pocas unidades de barcos de montaje, plataformas de montaje y plataformas con grúas transportables con capacidad de elevación de peso > 3000 toneladas.
 - Disponibilidad de barcos de montaje, plataformas de montaje y plataformas con grúas transportables: muy pocas unidades disponibles en el mercado europeo en el año 2010 y con reserva de utilización.
 - Diferentes tipos de plataformas de montaje en el emplazamiento marino:
 - Plataformas con pilares retráctiles de anclaje en el lecho del mar.
 - Plataformas instaladas en secciones o diferentes partes: incrementan las horas y los costes de montaje de la misma en el emplazamiento marino.
 - Plataforma de estructura metálica (tipo Jacket) instalada fija en el emplazamiento marino.
 - Las tendencias actuales en cuanto a la tecnología de los barcos para la instalación y montaje de aerogeneradores Offshore son fundamentales las siguientes:
 - Barcos de transporte e instalación de gran capacidad de carga, capaces de transportar varios aerogeneradores completos pre-montados en tierra (incluyendo torres y rotores).
 - Barcos de transporte e instalación contruidos bajo requisitos específicos de los clientes.
 - Gran velocidad de navegación a plena carga.
 - Barcos de transporte e instalación autopropulsados.
 - Búsqueda y garantía de la financiación necesaria para la construcción de los nuevos barcos de gran tamaño demandados por el sector eólico Offshore.
 - Garantizar los niveles de seguridad para el personal de la tripulación en cualquier condición de operación.
 - Garantizar la disponibilidad de personal con el entrenamiento y capacitación técnica requeridos para el pilotaje y operación de los nuevos barcos para la instalación y montaje.
 - Cumplimiento de los requisitos legales para poder operar en diferentes jurisdicciones de diferentes países.
 - Tendencia a realizar el mayor número posible de pre-montajes de componentes de aerogenerador en tierra y limitar al máximo la realización de los mismos en el mar (esto implica que el puerto debe estar lo más próximo posible al emplazamiento marino):
 - Pre-montaje en puerto de nacelle más el rotor y 2 palas: la tercera pala se monta en el rotor en el emplazamiento marino.
 - Pre-montaje completo del aerogenerador Offshore en puerto: se realiza el transporte del aerogenerador completo en el barco y una vez en el emplazamiento en una sola operación se realiza el montaje sobre la plataforma marina.

Características específicas asociadas a la instalación y al montaje de los aerogeneradores Offshore:

Las tendencias actuales en el año 2013 en el sector naval en cuanto al soporte al mercado de instalación de aerogeneradores Offshore presenta las siguientes características técnicas las cuales van a convertirse en las más demandadas por los promotores de parques eólicos Offshore:

- Requerimiento de barcos específicos para el transporte e instalación de aerogeneradores Offshore.
- Existencia de sinergias con el sector del petróleo y del gas en cuanto a la posibilidad de utilización de algunos tipos de barcos del sector.
- Disponibilidad de barcos de transporte y de grúas flotantes: en función de la demanda de parques marinos en cada región se deberá planificar la construcción de barcos de transporte e instalación adicionales para la aplicación de instalación de aerogeneradores Offshore para poder cumplir con los objetivos de instalación en el año 2020.
- Los procesos de instalación y montaje de aerogeneradores Offshore son más exigentes que el resto del sector marino (extracción de gas y petróleo, instalaciones portuarias): requieren mayor número de días de operación y los procesos de instalación son muy repetitivos.
- Capacidad de izado de 800 toneladas en la instalación de aerogeneradores Offshore: para ser utilizada en aerogeneradores de potencias > 5 MW.
- Capacidad de izado en la instalación de plataformas marinas y materiales de cimentaciones del lecho marino: 1200 toneladas y a profundidades superiores a 40 metros.
- Posibilidad de instalación en el emplazamiento de aerogeneradores Offshore con una sola maniobra de montaje: el aerogenerador viene completamente montado de tierra (torre, nacelle y rotor) a excepción de las palas que se montan en el emplazamiento marino.
- La clasificación de las empresas instaladoras de aerogeneradores Offshore se define en función de los servicios que prestan los barcos que contratan y de las características que tienen influencia en las operaciones de montaje y en los costes de instalación:
 - Servicios de Multi-instalación de componentes en cada barco: capacidad para transportar más de un set de palas/nacelles/torres o más de un aerogenerador completo.
 - Utilización de barcos autopropulsados o barcos remolcados: los factores de influencia son el ratio de velocidad de navegación vs. coste de operación, además de las condiciones del estado del mar y del fondo marino.
- Factores técnicos de influencia en las plataformas de transporte y barcos de transporte y montaje de aerogeneradores Offshore en el emplazamiento marino:
 - Dimensiones de los aerogeneradores Offshore y de sus componentes: a mayores dimensiones se requieren barcos de mayores dimensiones y tonelaje.
 - Profundidad de las aguas del emplazamiento marino: a mayor profundidad de las aguas los tipos de barcos aptos para las operaciones de instalación y montaje son menores en número y su coste es más elevado, tanto a nivel constructivo como consecuencia de la complejidad técnica requerida como en tasa horaria de utilización.
 - Distancia a la costa del emplazamiento marino: a mayor distancia del puerto de embarque, mayores son los requerimientos de los barcos a utilizar desde el punto de vista de la capacidad de carga y de su complejidad técnica, y mayor es el coste del transporte hasta el emplazamiento marino.
 - Optimización de la instalación y montaje de aerogeneradores Offshore: en condiciones meteorológicas adversas las ventanas temporales de tiempo disponibles para llevar a cabo las operaciones de instalación requieren disponer de barcos con capacidades técnicas capaces de optimizar y reducir los tiempos de instalación y montaje en el emplazamiento marino.
 - Capacidad de elevación de pesos en tonelaje: existen muy pocas unidades de barcos de montaje, plataformas de montaje y plataformas con grúas transportables con capacidad de elevación de peso > 3000 toneladas.
 - Disponibilidad de barcos de montaje, plataformas de montaje y plataformas con grúas transportables: muy pocas unidades disponibles en el mercado europeo en el año 2010 y con reserva de utilización.
 - Diferentes tipos de plataformas de montaje en el emplazamiento marino:
 - Plataformas con pilares retráctiles de anclaje en el lecho del mar.
 - Plataformas instaladas en secciones o diferentes partes: incrementan las horas y los costes de montaje de la misma en el emplazamiento marino.
 - Plataforma de estructura metálica (tipo Jacket) instalada fija en el emplazamiento marino.
 - Las tendencias actuales en cuanto a la tecnología de los barcos para la instalación y montaje de aerogeneradores Offshore son fundamentales las siguientes:
 - Barcos de transporte e instalación de gran capacidad de carga, capaces de transportar varios aerogeneradores completos pre-montados en tierra (incluyendo torres y rotores).
 - Barcos de transporte e instalación contruidos bajo requisitos específicos de los clientes.
 - Gran velocidad de navegación a plena carga.
 - Barcos de transporte e instalación autopropulsados.
 - Búsqueda y garantía de la financiación necesaria para la construcción de los nuevos barcos de gran tamaño demandados por el sector eólico Offshore.

- Garantizar los niveles de seguridad para el personal de la tripulación en cualquier condición de operación.
- Garantizar la disponibilidad de personal con el entrenamiento y capacitación técnica requeridos para el pilotaje y operación de los nuevos barcos para la instalación y montaje.
- Cumplimiento de los requisitos legales para poder operar en diferentes jurisdicciones de diferentes países.
- Tendencia a realizar el mayor número posible de pre-montajes de componentes de aerogenerador en tierra y limitar al máximo la realización de los mismos en el mar (esto implica que el puerto debe estar lo más próximo posible al emplazamiento marino):
 - Pre-montaje en puerto de nacelle más el rotor y 2 palas: la tercera pala se monta en el rotor en el emplazamiento marino.
 - Pre-montaje completo del aerogenerador Offshore en puerto: se realiza el transporte del aerogenerador completo en el barco y una vez en el emplazamiento en una sola operación se realiza el montaje sobre la plataforma marina.

CAPITULO 2

ANEXO 2.4.3.1.8. Características técnicas de detalle de la conexión a red de los aerogeneradores Offshore.

En el Anexo 2.4.3.1.8. se desarrollan en detalle las características técnicas relativas a la conexión a red de los aerogeneradores Offshore, todo ello como parte del resultado de una investigación exhaustiva basada en la normativa internacional aplicable y la bibliografía consultada referenciada anteriormente (Norma IEC 61400-3, IEC 61400-1; IEC 61000-4-30; RD 436/2004; RD 661/07; Procedimiento de Operación P.O.12.3.; Procedimiento de operación P.O.7.4.; Red Eléctrica Española-REE-; LVRT *Grid Code Requirements*; Transpower; National Grid; VDN 50 HERTZ; AEE; CENER; IDAE).

Las características técnicas de la conexión a la red eléctrica de un aerogenerador Offshore son similares a las de los aerogeneradores Onshore en la parte de conexión a la red en tierra, tal y como se han definido en el punto 2.4.2. en el punto relativo a las características técnicas de la conexión a la red eléctrica, donde aplican las mismas características técnicas que las indicadas en ese punto. Adicionalmente los parques eólicos Offshore presentan una serie de aspectos técnicos específicos relativos al emplazamiento marino y a las condiciones medioambientales en el mar que llevan asociadas una serie de características técnicas específicas. Estos condicionantes específicos que afectan al sistema de conexión a la red eléctrica del aerogenerador Offshore se enumeran a continuación, así como las características técnicas que llevan asociadas, y son fundamentalmente los siguientes:

- La topología del emplazamiento marino (afecta en cuanto a condiciones de operación en función de la distancia a la costa y en cuanto al sistema de transporte de la energía producida a la costa). Los principales factores técnicos que influyen en la conexión a la red en el entorno marino son los siguientes (ver punto 12.14 de la norma IEC 61400-3):
 - Voltaje normal y rango de voltaje incluyendo condiciones especiales de conexión y desconexión: según los requisitos de la norma IEC 60038) valor nominal $\pm 10\%$.
 - Frecuencia normal, rango de frecuencias, ratio de cambio de frecuencias incluyendo condiciones especiales de conexión y desconexión: valor nominal $\pm 2\%$.
 - Desequilibrios de voltaje especificados como porcentaje negativo de la secuencia de fase de voltaje para fallos simétricos y asimétricos: no debe superar el 2%.
 - Ciclos de auto cierre: los periodos de ciclos de auto-cierres serán de 0,1 segundos a 5 segundos para el primer cierre y de 10 segundos a 90 segundos para un segundo cierre.
 - Caídas de red: las caídas de la red eléctrica se asumirán con una ocurrencia de 20 veces por año. Se asume una parada máxima de hasta 6 horas como condición normal de operación. Una parada de hasta 3 meses se considerará como una situación extrema
 - Método de puesta a tierra del neutro.
 - Métodos de protección y detección de fallos de tierra.
 - Número anual de caídas y desconexión de red de la red eléctrica de conexión.
 - Duración total en la vida de las desconexiones de red de la red eléctrica de conexión.
 - Ciclos de auto-cierre.
 - Planificación en el tiempo de la compensación de energía reactiva requerida.
 - Fallos de corriente y duración.
 - Impedancia de cortocircuito en las terminales del aerogenerador Offshore en modo fase-fase y fase-tierra.
 - Distorsión del voltaje de armónicos de la red de conexión.
 - Presencia de señales en las líneas de transporte de electricidad y frecuencias de las mismas.
 - Perfiles de fallo para los requerimientos de huecos y caídas de tensión.
 - Requisitos de control del factor de potencia.
 - Relación de rampa de voltaje y sus requisitos.
 - Otros requerimientos de compatibilidad de la red de conexión.

Las condiciones del entorno medioambiental marino: afectan a las condiciones de operación de los componentes eléctricos y electrónicos (celdas de transformación, cables submarinos, terminales de conexión, aparellaje eléctrico, etc.) y a los tipos de protección contra la corrosión de los mismos. Ver punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore, donde se especifican las Características Técnicas de la Nacelle, donde se especifican los factores técnicos relativos a las condiciones medioambientales y los sistemas de protección contra la corrosión.

- La topología de la configuración eléctrica del sistema de conexión a red: se realiza en función de la topología seleccionada en relación al tipo de parque eólico Offshore. Los principales sistemas eléctricos y componentes eléctricos necesarios en un parque eólico Offshore, así como las características técnicas que llevan asociadas se enumeran a continuación:

Conexión de red con energía en corriente alterna (AC) y alta tensión (HVAC): ver Figura 1 con un ejemplo de configuración de conexión de red con transporte de energía en corriente alterna (AC) y alta tensión (HVAC), cuyos principales sistemas eléctricos se describen a continuación.

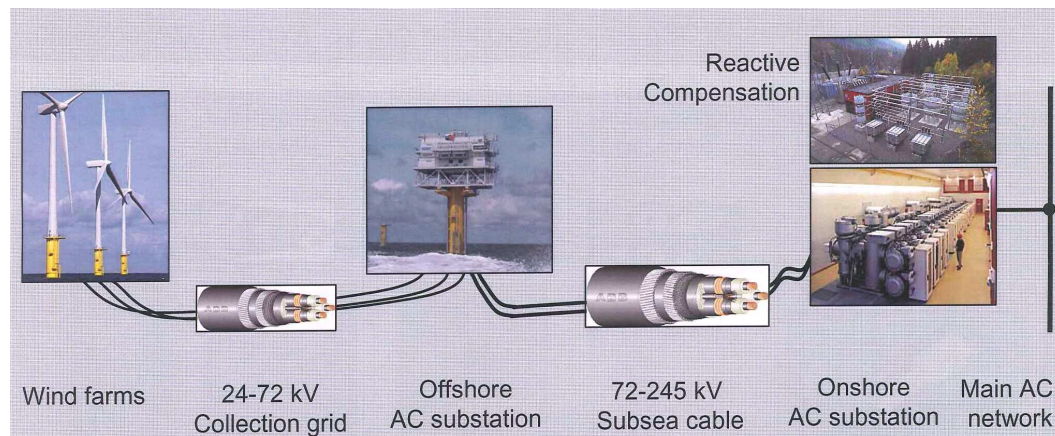


Figura 1. Modelo de configuración en alta tensión y corriente alterna (HVAC: High Voltage Alternate Current) de los sistemas de conexión de red de un parque eólico Offshore: Conexión de red con energía en corriente alterna (AC) y transporte en alta tensión a tierra (Fuente: ABB).

- Conexiones de salida del aerogenerador Offshore: se sitúan en la zona de conexiones del transformador.
 - Tensión de salida (V) en la zona de conexiones del convertidor: baja tensión hasta 3 kV.
 - Tensión de salida (kV) en la zona de conexiones del transformador: Media tensión (kV).
- Cable de media tensión: el cable de media tensión se conecta desde los bornes de salida del transformador en el aerogenerador hasta la conexión con la celda de transformación. Presenta las características técnicas siguientes:
 - Norma aplicable para cables de media tensión: ISO, IEC.
 - Diámetro: mm.
 - Sección del cable: mm².
 - N° de conductores.
 - Material de los conductores: Cobre / Aluminio.
 - Tipo de pantalla conductora.
 - Tipo de aislamientos.
 - Tipo de cubierta exterior.
 - Tipo de cable a suministrar: cable de media tensión según norma ISO.
 - Otros parámetros técnicos: rango de Temperaturas, resistencia a la corrosión, etc.
- Celda de transformación del aerogenerador Offshore: cada aerogenerador dispone de una celda de protección cuyas características vienen definidas según la norma IEC 62271. Presenta las características técnicas siguientes:
 - Normativa aplicable para celdas de transformación: IEC 62271 con 3 cubículos en la celda.
 - Principales características técnicas de un celda de transformación:

Technical characteristics		Value	Unidades
Name of the manufacturer			
Serial number or equivalent			
year of manufacture			
manufacturer's type designation			
constructive standard			
Rated Voltage	U_r		kV
Rated lightning impulse withstand voltage	U_p		kV
Rated power-frequency withstand voltage	U_d		kV
Rated frequency	f_r		Hz
Rated normal current	I_r		A
Rated short-time withstand current	I_k		kA
Rated peak withstand current	I_p		kA
Rated duration of short circuit	t_k		s
Rated filling pressure (density) for operation	p_{rm}		MPa
minimum functional pressure (density) for insulation	p_{me}		MPa
Weight			kg
Maximum service temperature			°C
Minimum service temperature			°C
Internal Arc Classification	IAC		
Accessibility type (code)			
Arc test current			kA
Arc test current duration			s

- Protecciones IP67 en todos los compartimentos de las celdas de transformación.
- Protección contra la corrosión: en ambientes marinos se requiere protección clase C4H / C5H según los requisitos de la norma EN-12944-2 o alternatively galvanizado según la norma IEC 9223.
- Ensayos de validación: la realización de los ensayos se deberá realizar según lo especificado en las normas EN 62271-1, capítulo 7, y para los ensayos tipo según la norma EN 62271-1 capítulo 6.
- Cubículo nº 1 de alimentación: presenta las características técnicas siguientes.

Rated Voltage U_r (kV) ⁰
Maximum grid permanent operation voltage (kV)
Number of phases:
Rated short-duration power-frequency withstand voltage U_d (1 min - phase to phase and phase to Earth) ¹
Rated short-duration power-frequency withstand voltage across the insulating distance U_d (1min) ¹
Rated lightning impulse withstand voltage between phases and to Earth U_p (peak value) ¹
Rated lightning impulse withstand voltage across the insulating distance U_p (peak value) ¹
Rated frequency f_r :
Rated normal current I_r :
Short-time withstand current I_k
Rated duration of short circuit t_k : 3 s
Rated peak withstand current I_p (peak value)
Short-circuit making capability I_{ma} (peak value):
Rated mainly active load-breaking capability I_1 (IEC 60265-1)
Inductive load-breaking capability (Rated no-load transformer breaking current I_3 - IEC 60265-1)
Capacitive load-breaking capability (Rated cable-charging breaking current I_{4a} - IEC 60265-1)
Capacitive load-breaking capability (Rated line-charging breaking current I_{4b} - IEC 60265-1)
Rated earth fault breaking capability (I_{6a} - IEC 60265-1)
Earth fault breaking capability (Rated cable-and line-charging breaking current under earth fault conditions I_{6b} - IEC 60265-1)
Switch Electrical Endurance M_r (cycles-I _r /cycles-I _p) [IEC 60265-1]
Switch Mechanical Endurance E_r (cycles) [IEC 60265-1]
Disconnecter Electrical Endurance E_r (cycles-I _p) [IEC 62271-102]
Disconnecter Mechanical Endurance M_r (cycles) [IEC 62271-102]
Rated supply voltage of closing and opening devices and of auxiliary and control circuits U_a
Rated pressure of compressed gas supply for insulation and/or operation P_r

- Cubículo nº 2 de protección con interruptor de cortocircuito: presenta las características técnicas siguientes.

Rated voltage U_r (kV) ⁰
Maximum grid permanent operation voltage (kV)
Number of phases:
Rated short-duration power-frequency withstand voltage U_d (1 min - phase to phase and phase to Earth) ¹
Rated short-duration power-frequency withstand voltage across the insulating distance U_d (1min) ¹
Rated lightning impulse withstand voltage between phases and to Earth U_p (peak value) ¹
Rated lightning impulse withstand voltage across the insulating distance U_p (peak value) ¹
Rated frequency f_r :
Rated normal current I_r :
Rated short-time withstand current I_k Rated duration of short circuit t_k : 3 s
Rated peak withstand current I_p (peak value)
Short-circuit breaking capability I_{sc}
Short-circuit making capability (peak value)
Transient recovery voltage TRV
Rated operation sequence
Rated breaking operation duration
Circuit breaker electrical endurance [IEC 62271-100]
Circuit breaker mechanical endurance (cycles) [IEC 62271-100]
Disconnecter electrical endurance E_r (cycles- I_k) [IEC 62271-102]
Disconnecter mechanical endurance M_r (cycles) [IEC 62271-102]
Rated supply voltage and frequency of closing and opening devices and of auxiliary circuits U_a
Rated pressure of compressed gas supply for insulation and operation P_r

- Cubículo nº 3 de cables de media tensión: presenta las características técnicas siguientes.

Rated voltage U_r (kV) ⁰
Maximum grid permanent operation voltage (kV)
Number of phases:
Rated short-duration power-frequency withstand voltage U_d (1 min - phase to phase and phase to Earth) ¹
Rated short-duration power-frequency withstand voltage across the insulating distance U_d (1min) ¹
Rated lightning impulse withstand voltage between phases and to Earth U_p (peak value) ¹
Rated lightning impulse withstand voltage across the insulating distance U_p (peak value) ¹
Rated frequency f_r :
Rated normal current I_r :
Rated short-time withstand current I_k Rated duration of short circuit t_k : 3 s
Rated peak withstand current I_p (peak value)

- Normativas internacionales de referencia que deben cumplir las celdas de transformación (para su aplicación en aerogeneradores Onshore y Offshore):

- EN- 62271-1 Common specifications for high-voltage switchgear and control gear standards.
 - EN-62271-200 A.C. Metal enclosed switchgear and control gear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.
 - EN-62271-100 High-voltage switchgear and control gear - Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers.
 - EN-62271-102 Alternating current disconnectors and earthing switches
 - IEC 62271-103 High Voltage Switches. Part I: Switches for rated voltages above 1 kV and less than 52 kV.
Note: This standard will be released in the next future. Meanwhile IEC-60265-1 applies
 - EN-61958 High-Voltage prefabricated switchgear and control gear assemblies. Voltage presence indicating systems.
 - EN-50181 Plug-in type bushings above 1 kV up to 36 kV and from 250 A to 1,25 kA for equipment other than liquid filled transformers
 - IEC 60529 Degrees of protection provided by enclosures (IP code)
 - IEC 60376 Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment
 - IEC 60909 Short circuit currents in three phase AC current systems
- Cable submarino de media tensión: el cable de media tensión se conecta desde los bornes de salida del aerogenerador Offshore hasta la celda de transformación en la subestación marina, y presenta las características técnicas siguientes.
- Norma aplicable para cables submarinos: ISO, IEC.
 - Diámetro: mm.
 - Sección del cable: mm².
 - N° de conductores.
 - Material de los conductores: Cobre / Aluminio.
 - Tipo de pantalla conductora.
 - Tipo de aislamientos.
 - Tipo de cubierta exterior.
 - Tipo de cable a suministrar: cable submarino según norma ISO.
 - Otros parámetros técnicos: rango de Temperaturas, resistencia a la corrosión, etc.
- Sub-estación de transformación en el emplazamiento marino (corriente alterna-AC): puede haber una o varias subestaciones dentro de un parque eólico Offshore. La energía se recibe en media tensión a través de los cables submarinos procedentes de los aerogeneradores Offshore y una vez en la subestación esta se transforma y se transporta en alta tensión (>70 kV) y en corriente continua hasta la conexión en la subestación en tierra. En la Figura 2 se indica un modelo tipo subestación marina con un esquema de los principales sub-componentes que la conforman, donde los más importantes se enumeran a continuación.
- Plataforma marina de estructura metálica (tipo Jacket): está fijada y anclada al fondo marino.
 - Transformador de potencia: ver características técnicas de los transformadores en el punto 2.4.3.3.2. Características técnicas de detalle de un aerogenerador Offshore, donde se especifican las Características Técnicas de la Nacelle.
 - Celda de transformación: pueden ser del tipo estándar o con aislamiento de gas (GIS) y pueden necesitarse varias unidades en la misma plataforma en función del tamaño del parque. Ver punto anterior con las características técnicas de la celda de transformación.
 - Sistema de control: en la subestación marina se centraliza la información de control de los sistemas recibida de cada uno de los aerogeneradores Offshore que conforman el parque eólico Offshore. Las características técnicas del sistema de control se definen en el punto 2.4.3.3.2. de Sistema de Control del aerogenerador.
 - Equipamiento de baja tensión y de corriente continua.
 - Transformador de servicio: sirve de soporte a los servicios eléctricos de la plataforma marina.
 - Bobinados de potencia reactiva (kVAR).
 - Equipamiento contra los incendios.
 - Grúas auxiliares de la plataforma marina.
 - Habitación para alojamiento de emergencia.
 - Taller para realización de trabajos.
 - Baterías y rectificadores para suministro de la plataforma.
 - Contenedores para almacenamiento de aceite de fugas.
 - Generador de emergencia de reserva.
 - Depósitos de combustible diesel.
 - Helipuerto de servicio.

- Otras instalaciones auxiliares.

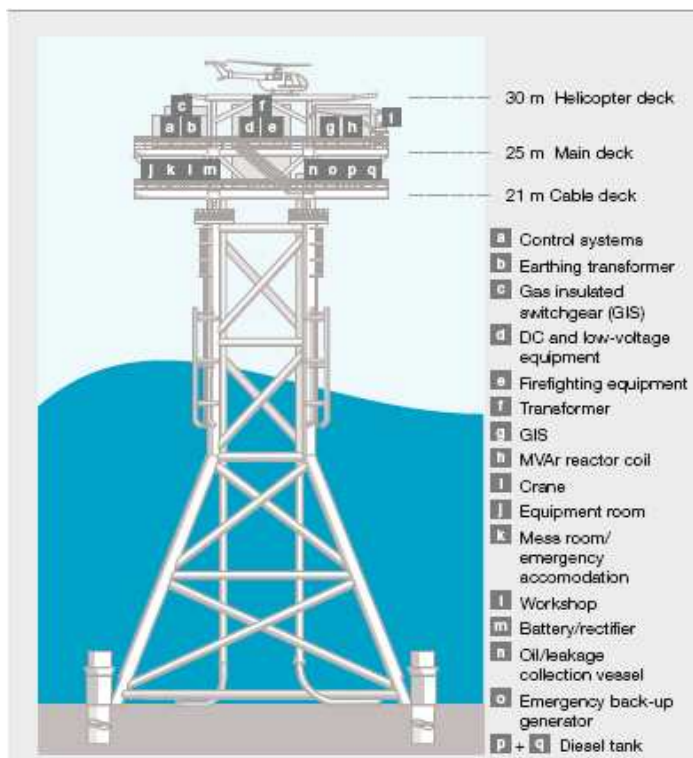


Figura 2. Ejemplo de Subestación de transformación marina instalada sobre una plataforma marina tipo Jacket en un parque eólico Offshore (Fuente: ABB).

- Cable submarino de alta tensión: el cable de alta tensión se conecta desde los bornes de salida de las celdas de transformación de la subestación marina y realizan el transporte de la corriente a través del cable submarino rutado en el lecho del mar, hasta llegar a la subestación de transformación en tierra. El cable submarino de alta tensión presenta las características técnicas siguientes.
 - Norma aplicable para cables submarinos de alta tensión: ISO, IEC.
 - Diámetro: mm.
 - Sección del cable: mm².
 - N° de conductores.
 - Material de los conductores: Cobre / Aluminio.
 - Tipo de pantalla conductora.
 - Tipo de aislamientos.
 - Tipo de cubierta exterior.
 - Tipo de cable a suministrar: cable submarino según norma ISO.
 - Otros parámetros técnicos: rango de Temperaturas, resistencia a la corrosión, etc.
- Subestación de transformación en tierra (corriente alterna-AC): forma parte del proceso de transformación de la energía transportada a través del cable submarino, la cual es procesada y transformada en la subestación de tierra para una vez transformada en alta tensión proceder a su distribución en la red para ser enviada a los puntos de consumo por medio de las redes de alta tensión de tierra. Este sistema no forma parte del alcance de la tesis doctoral y se menciona únicamente como referencia.
- Centro de compensación de energía reactiva: este centro se ubica en tierra en el área de la subestación de transformación. Este sistema no forma parte del alcance de la tesis doctoral y se menciona únicamente como referencia.

Conexión de red con energía en corriente continua (DC) y alta tensión (HVDC): ver Figura 3 con un ejemplo de configuración de conexión de red con transporte de energía en corriente continua (DC) y alta tensión (HVDC), cuyos principales sistemas eléctricos se describen a continuación. Esta alternativa presenta menores pérdidas de transporte de la energía, ya que éstas son menores al realizarse en corriente continua (DC) y alta tensión (AC).

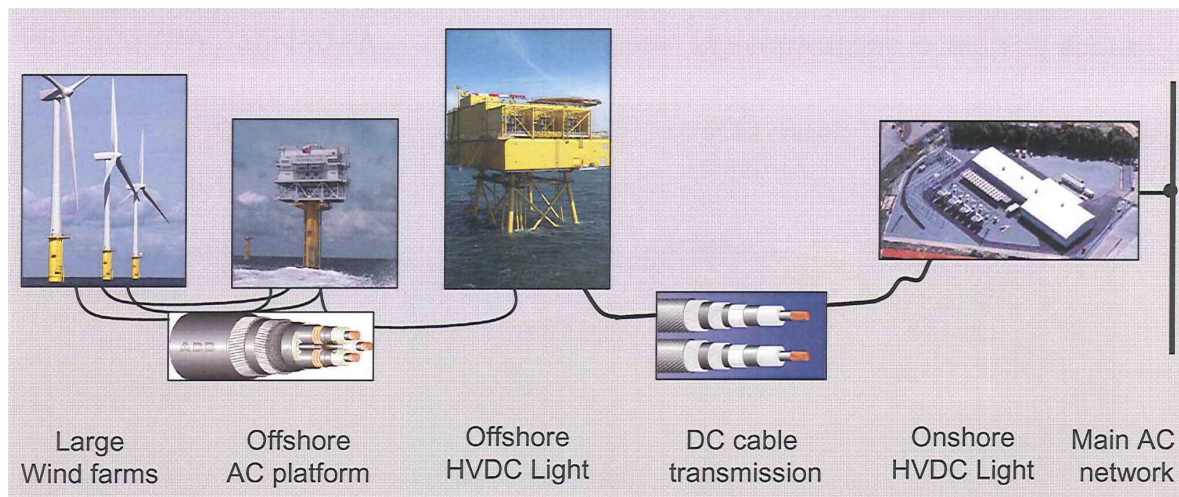


Figura 3 Modelo de configuración en alta tensión y corriente continua (HVDC: High Voltage Direct Current) de los sistemas de conexión de red de un parque eólico Offshore: Conexión de red con energía en corriente continua (DC) y transporte en alta tensión a tierra (Fuente: ABB).

- Conexiones de salida del aerogenerador Offshore: se sitúan en la zona de conexiones del transformador.
 - Tensión de salida (V) en la zona de conexiones del convertidor: baja tensión hasta 3 kV.
 - Tensión de salida (kV) en la zona de conexiones del transformador: Media tensión (kV).
- Cable de media tensión: el cable de media tensión se conecta desde los bornes de salida del transformador en el aerogenerador hasta la conexión con la celda de transformación. Presenta las mismas características técnicas que en el caso anterior (HVAC).
- Celda de transformación del aerogenerador Offshore: cada aerogenerador dispone de una celda de protección cuyas características vienen definidas según la norma IEC 62271. Presenta las mismas características técnicas que en el caso anterior de alta tensión y corriente alterna (HVAC).
- Sub-estación de transformación en el emplazamiento marino (corriente alterna-AC): las características técnicas son las mismas que en el caso anterior de alta tensión y corriente alterna (HVAC).
- Sub-estación de transformación de corriente continua en el emplazamiento marino (corriente continua-DC): las características técnicas son las mismas que en el caso anterior de alta tensión y corriente alterna (HVAC). Esta instalación realiza la conversión de la corriente alterna en alta tensión, que se recibe de la subestación de transformación marina, en corriente continua (DC) y alta tensión. El objeto es poder transportar la energía a la subestación de tierra con menores pérdidas. Las características técnicas de esta unidad de transformación marina son similares a las de la subestación de transformación de corriente alterna, excepto que su tamaño es mucho más reducido y no dispone de servicios de acomodación y helipuertos, grupos de generación de energía, etc., al ser meramente operacional.
- Cable submarino de corriente continua (DC): el cable de alta tensión en corriente continua (DC) se conecta desde los bornes de salida de las celdas de transformación de la subestación marina de conversión a corriente continua (DC) y realizan el transporte de la corriente a través del cable submarino rutado en el lecho del mar, hasta llegar a la subestación de transformación en tierra. El cable submarino de alta tensión en corriente continua presenta las características técnicas siguientes.
 - Norma aplicable para cables submarinos de alta tensión en corriente continua: ISO, IEC.
 - Diámetro: mm.
 - Sección del cable: mm².
 - N° de conductores.
 - Material de los conductores: Cobre / Aluminio.
 - Tipo de pantalla conductora.
 - Tipo de aislamientos.
 - Tipo de cubierta exterior.
 - Tipo de cable a suministrar: cable submarino según norma ISO.
 - Otros parámetros técnicos: rango de Temperaturas, resistencia a la corrosión, etc.
- Subestación de transformación en tierra (corriente continua-DC a alterna-AC): forma parte del proceso de transformación de la energía transportada a través del cable submarino de alta tensión en corriente continua, la cual es procesada y transformada a corriente alterna en la subestación de tierra, para una vez transformada adicionalmente en alta tensión proceder a su distribución en la red para ser enviada a

los puntos de consumo por medio de las redes de alta tensión de tierra. Este sistema no forma parte del alcance de la tesis doctoral y se menciona únicamente como referencia.

Características Técnicas de la Conexión a la red relacionadas con la gestión de la red eléctrica:

Los conceptos técnicos y características técnicas que aplican para los aerogeneradores Offshore instalados en los emplazamientos marinos son los mismos que los definidos para los aerogeneradores Onshore (ver punto 2.4.3.3.2. donde se especifican las características Técnicas de la conexión a la red eléctrica), excepto aquellos que son específicos de los aerogeneradores Offshore. Se enumeran a continuación las características técnicas generales de la conexión a la red eléctrica relacionadas con la gestión de la red eléctrica para aerogeneradores Offshore:

- Control de Tensión (V) de red: los parámetros a considerar en el caso de aerogeneradores Offshore se enumeran a continuación.
 - Tensión permanente de operación y rango de variación permitido en Europa: entre 20 kV y 35 kV (+/- 12%).
- Control de Frecuencia de red (50 Hz en España y Europa): la frecuencia permanente de operación y el rango de variación permitido es 50 Hz (47,5 – 52 Hz).
- Producción de Energía Activa: los parámetros a considerar en el caso de aerogeneradores Offshore se enumeran a continuación.
 - Valor máximo en arranque o en caso de pérdida de tensión (kW/s).
 - Valor máximo en operación (kW/s).
 - Valor mínimo (kW/s).
 - Tiempo de respuesta en la variación de la potencia activa (s).
- Producción de Energía Reactiva: los parámetros a considerar en el caso de aerogeneradores Offshore se enumeran a continuación.
 - Rampa de variación de potencia reactiva: 0,9 x Potencia nominal/s.
 - Tiempo de respuesta en la variación de la potencia reactiva (s).
 - Potencia reactiva capacitiva: ver Figura 4 con los valores teóricos.
 - Potencia reactiva inductiva: ver Figura 4 con los valores teóricos.

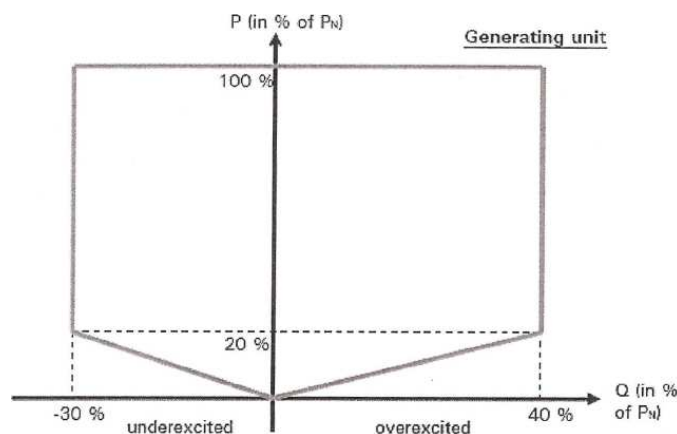


Figura 4. Gráfico de potencia activa P y de potencia reactiva Q (en % de la Potencia nominal) para la aplicación en parques eólicos Offshore (Fuente: National Grid).

- Regulación de Potencia-Frecuencia en el sistema: el tiempo mínimo de permanencia conectado ante variaciones de frecuencia viene determinado por los requisitos de los códigos de red tal y como se indica en la Figura 5 (los códigos de red en Europa para aplicación Offshore son: VDN, Transpower, National Grid).

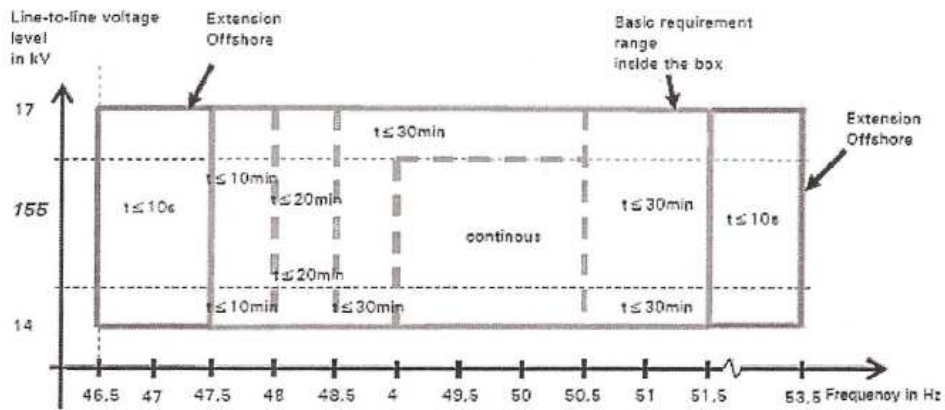


Figura 5. Gráfico con los modelos de configuración de códigos de red en Europa para la aplicación en parques eólicos Offshore (Fuente: National Grid).

- **Requisitos de calidad de la energía producida:** parámetros a considerar en el caso de aerogeneradores Offshore se enumeran a continuación.
 - Desequilibrios de tensiones emitidos y soportados: % (como referencia se solicita $< 2\%$).
 - Tasa de distorsión armónica en intensidad (THD): % (como referencia se solicita $< 3\%$).
 - Intensidad de magnetización: n° de veces la intensidad nominal (como referencia se solicita 5 veces la Intensidad nominal).
 - Flicker emitido y Flicker soportado (Pst y Plt).
- **Huecos de tensión:** los requisitos de soporte de huecos de tensión en el caso de redes con aerogeneradores Offshore se enumeran a continuación.
 - Huecos de tensión a soportar sin desconexión: vienen definidos por los códigos de red (los definidos en Europa son Transpower, National Grid, VDN 50 HERTZ) y los requisitos se muestran en la Figura 6.
 - Intervalo entre huecos de tensión consecutivos: segundos (s) (como referencia se solicita 120 s).
 - Número de huecos de tensión / año: n° / año (como referencia se solicita 50 huecos / año).
 - Número de pérdidas de tensión / año: n° / año (como referencia se solicita 20 pérdidas / año).

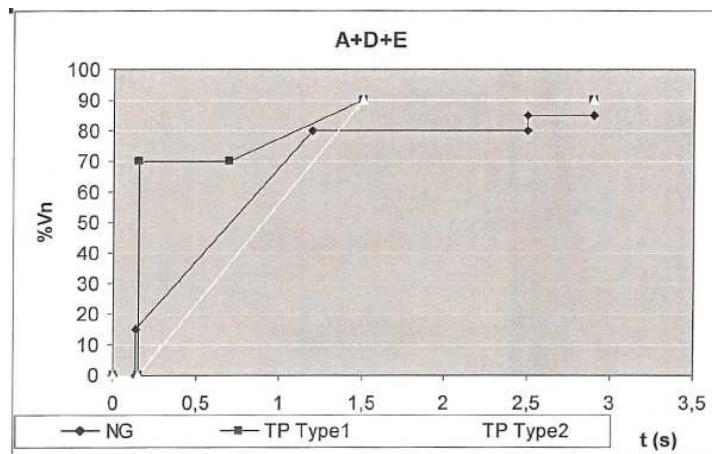


Figura 6. Gráfico con los modelos de requisitos de huecos de tensión para códigos de red en Europa para la aplicación en parques eólicos Offshore (Fuente: National Grid).

Características Técnicas de la Conexión a la red relacionadas con la seguridad del sistema eléctrico:

Los conceptos técnicos y características técnicas que aplican para los aerogeneradores Offshore instalados en los emplazamientos marinos son los mismos que los definidos para los aerogeneradores Onshore (ver punto 2.4.3.3.2. en el apartado de Características Técnicas de la conexión a la red eléctrica), excepto aquellos que son específicos de los aerogeneradores Offshore. Se enumeran a continuación las características técnicas generales de la conexión a red relacionadas con la gestión de la seguridad de la red eléctrica:

El desarrollo e implantación de la energía eólica está limitado por las restricciones impuestas por los operadores energéticos del sistema eléctrico y estas restricciones tienen dos requerimientos fundamentales:

1-Generación de energía eléctrica accionable y firme para cubrir los picos de consumo.

Es un factor que se necesita para consolidar la fiabilidad del sistema eléctrico a largo plazo.

2- Control de la integridad del sistema y de la calidad de la energía.

Se realiza una limitación del porcentaje de aportación a la red de la energía eléctrica de origen eólico Offshore. Es un factor que determina la fiabilidad del sistema a corto plazo. Existe una “reserva de generación” de energía eléctrica acoplada a la red cuyo objeto es que pudiera asumir instantáneamente la caída de generación de energía eléctrica de origen eólico Offshore sin que se produzcan grandes oscilaciones en el resto de la red.

3- Huecos de tensión.

Ver punto 2.4.3.3.2. en el apartado de Características Técnicas de la conexión a la red eléctrica donde se especifican las características asociadas a los huecos de tensión. El hueco de tensión viene determinado por dos parámetros técnicos fundamentales:

- El valor de la caída de Tensión.
- La duración de la caída de tensión: suele oscilar entre 10 ms y 1 segundo.

Características Técnicas de los Códigos de Red.

Ver punto 2.4.3.3.2. donde se especifican las Características Técnicas de la conexión a la red eléctrica donde se especifican las características asociadas a los códigos de red. Los principales códigos de red requeridos en el mercado español son los definidos por los siguientes organismos y compañías eléctricas para aplicaciones Onshore (en tierra):

- REE (Red Eléctrica Española).
- EON.
- FERC.

En el caso de los códigos de red aplicados a las instalaciones de parques Offshore, en España no están definidas en la actualidad como códigos de red diferenciados. En otros países europeos se indican los siguientes códigos de red que aplican para los aerogeneradores offshore:

- Reino Unido: *National Grid*.
- Alemania (Mar del norte): *Transpower*.
- Alemania (Mar Báltico): Código de red *50 HERTZ* (basado en el código de red *VDN*).

Las características técnicas afectadas por los códigos de red son las enumeradas a continuación (ya investigadas y definidas en el punto 2.4.3.3.2. donde se especifican las Características Técnicas de la conexión a la red eléctrica, las cuales son aplicables conceptualmente a los aerogeneradores Offshore):

- A- Regulación de Potencia Reactiva.
- B-Regulación de Tensión.
- C- Regulación de Potencia Activa.
- D- Regulación de Frecuencia.
- E-Cumplimiento de Huecos de Tensión.

Los actuales códigos de red en España están especificados para generadores convencionales síncronos conectados a la red de transporte, pero sin embargo al mayor parte de los modelos de aerogeneradores instalados incorporan generadores asíncronos (modelos de jaula de ardilla o doblemente alimentados). Por lo tanto los aerogeneradores más avanzados (tanto los modelos Onshore como los modelos Offshore) están comenzando a incorporar generadores síncronos de doble bobinados o de imanes permanentes, lo cual les proporciona una ventaja adicional en cuanto a cumplimiento de códigos de red.

Las conclusiones preliminares sobre las características técnicas de la conexión a red para aerogeneradores Offshore basadas en los datos técnicos estadísticos obtenidos del estudio de campo y de las gráficas de relación de datos son las siguientes:

- Las características técnicas de la conexión a la red eléctrica están asociadas a múltiples factores, tanto desde el punto de vista del diseño y características técnicas del aerogenerador Offshore, como desde el punto de vista de regulación y normativas de conexión a la red y los requisitos exigidos por el operador de red.
- La utilización de cable submarino de un tipo específico presenta las siguientes consecuencias a nivel técnico:
- Cable submarino en alta tensión y corriente alterna (HVAC): es la tecnología de cable submarino tradicional utilizada hasta el presente en las instalaciones submarinas y en los parques Offshore. Las características de referencia (fuente :ABB) del cable submarino HVAC son las siguientes:
 - Parques eólicos Offshore entre 50 a 300 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones entre 72 a 150 kV.
 - Parques eólicos Offshore entre 200 a 500 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones entre 150 a 245 kV.
 - Cumplimiento de códigos de red: requisito técnico fundamental.
- Cable submarino en alta tensión y corriente continua (HVDC): es la tecnología de cable submarino de referencia para utilizar en los futuros parques eólicos Offshore de gran tamaño y más alejados de la costa que

los actuales, ya que presenta la ventaja técnica de pérdidas más reducidas en el transporte de la energía que en el caso de los cables de corriente alterna. Las características de referencia (fuente: ABB) del cable submarino HVAC son las siguientes:

- Parques eólicos Offshore entre 100 a 300 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones +/- 80 kV.
- Parques eólicos Offshore entre 300 a 500 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones +/- 150 kV.
- Parques eólicos Offshore entre 500 a 1000 MW: se utilizan cables submarinos de tensiones +/- 320 kV.
- Cumplimiento de códigos de red: requisito técnico fundamental.
- A mayor distancia de la costa mayores ventajas técnicas a favor de los cables HVDC por presentar menores pérdidas en las largas distancias.
- Presenta menores costes del cable (un solo conductor en el cable de corriente continua DC contra 3 conductores en el cable de corriente alterna AC) y menores costes de instalación que los cables de corriente alterna.

6.2.2. [Anexos del Capítulo 3.](#)

CAPITULO 3

ANEXO 3.1.4.1. Producto y Tendencias: segmentación del tipo de aerogenerador Onshore.

En el anexo 3.1.4.1. se presenta un desarrollo más detallado de los principales modelos de aerogeneradores clasificados por segmentos de potencia, así como una clasificación de las principales características técnicas de detalle

de cada modelo de aerogenerador, así como una sub-clasificación numérica de los modelos en cuanto a la tipología de sistemas y tecnologías que incorporan (Fuente: fabricantes de aerogeneradores relacionados en la bibliografía).

Los aspectos a considerar en cuanto a de los aerogeneradores Onshore se mencionan en la siguiente matriz:

FABRICANTES DE AEROGENERADORES ON-SHORE: CLASIFICACION GLOBAL POR POTENCIA

		CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES CONSTRUCTIVAS														
POTENCIA DE AERO-GENERADORES	SUB-GRUPOS DE POTENCIA	FABRICANTE DE AEROGENERADORES	MODELO DE AERO GENERADOR	POTENCIA	VELOCIDAD ARRANQUE (CUT-IN SPEED: m/s)	VELOCIDAD NOMINAL (RATED SPEED: m/s)	DIAMETRO ROTOR	AREA BARRIDO PALAS	SISTEMA CONTROL VELOCIDAD ROTOR (SISTEMA CAMBIO DE PASO)	MULTIPLICADORA	TIPO TORRE	ALTURA TORRE	CONEXIÓN RED	HERIDO (RED - AISLADO)	Nº PALAS	OBSERVACIONES
100 – 700 kW	101 - 700kW	WES	WES 30	250 Kw	3	12	30 m	706 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	30-39,50 m	SI	SI	2	
		ACSA	A27	225 kW	3,5	13,5	27-29 m	573 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	31-40,50 m	SI	SI	3	
		Vestas RRB	PS47-600	600 Kw	4	15	47 m	1735 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	40,50 m	SI	NO	3	BBB INDIA. BAJO LICENCIA VESTAS MODELO V47
		Enertech	E48	600 Kw	3	12,5	48 m	1809 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	50,65 m	SI	NO	3	BAJO LICENCIA TERNOS. GENERADOR DE DOBLE VELOCIDAD
		Windflow	Windflow500	500 Kw	5	13	36 m	1017 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	31 m	SI	NO	2	Torque limiting gearbox (TLG) system of power control Y Pitch regulated two-bladed feathering rotor.
		Suzlon	S52	600-800 Kw	4	13	52 m	2124 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	CELOSIA	73 m	SI	NO	3	
		Fuhrlander	FL 600	600 Kw	3	12	60 m	2828 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	50,75 m	SI	NO	3	
		Vergnet	GEV MP	275 Kw	3,5	14	28-32 m	615-804 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	55,60 m	SI	NO	2	
		T-400	400 Kw	3	14	34 m	907 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	34,50 m	SI	NO	3		
		Turbowinds	T-300	300 Kw	4	14	28 m	615 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	30 m	SI	NO	3	
700 - 1400kW	700 - 1400kW	T-600	600 Kw	3	12,5	46-48 m	1661-1809 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	50,60 m	SI	NO	3		
		Goldwind S43	600 Kw	3,2	15	43 m	1446 m²	VARIABLE (STALL)	SI	ACERO	42,50 m	SI	NO	3		
		E33	330 Kw	3	13	33 m	876 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	44,59 m	SI	NO	3		
		N1000	1000 Kw	4	15	54-59 m	2290-2733 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	60,70 m	SI	NO	2		
		Goldwind S48	750 Kw	4	14	49 m	1886 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	50,60 m	SI	NO	3		
		Goldwind E2	1200 Kw	3	14	62 m	3019 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	60 m	SI	NO	3		
		Letwind	LTW 62	1200 Kw	3	12	62 m	3020 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	60 m	SI	NO	3	
		LTW 77	1350 Kw	3	10,6	77 m	4657 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65 m	SI	NO	3		
		Falcon	1250 Kw	3	13	62,70 m	4657 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60,75-100 m	SI	NO	3		
		Innovative WindPower	Falcon	1250 Kw	3	13	62,70 m	4657 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60,75-100 m	SI	NO	3	
700 kW - 3.0 MW	1.4 - 2.0MW	AAER	A-1000	1000 Kw	3	12	58 m	2640 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	70,82 m	SI	NO	3	BAJO LICENCIA de Fuhrlander y Pfleiderer.
		A-1000S	200-1000 kW	3	15	54 m	2290 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	70,82 m	SI	NO	3		
		DrehtWind 750	750 Kw	2,5	13	51 m	2042 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	40,75 m	SI	NO	3	DISEÑO de Lagerwey	
		DrehtWind 900	900 Kw	2,5	13	54 m	2290 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	40,75 m	SI	NO	3	DISEÑO de Lagerwey	
		Vestas	V52	850 kW	4	16	52 m	2124 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	44,74 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.
		Nordex	N60	1300 Kw	3	15	60 m	2828 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	46,85 m	SI	NO	3	
		D8	1250 Kw	3	12,5	62; 64 m	3019-3217 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	55,60 m	SI	NO	3		
		Suzlon	S64/S66	1250 Kw	3,5	14	64; 66 m	3217 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	56,74 m	SI	NO	3	
		Venys	Venys G2B4	1200 Kw	3	12,1/11,8	62/64 m	3019/3217 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	69,85 m	SI	NO	3	
		WinWind	WWD-1	1000 kW	3	12,5	56/60/64 m	2463/3215 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	56,70 m	SI	NO	3	
3.0 MW - >10MW	3.0 - >10.0MW	Siemens	SWT 1.3	1300 Kw	4	14	62 m	3000 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	45,68 m	SI	NO	3	
		Fuhrlander	FL 1200	1250 Kw	4	15	62 m	3019 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	60,70 m	SI	NO	3	
		G58	850 kW	4	16	58 m	2542 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	44,74 m	SI	NO	3		
		Gamesa	G52	850 kW	4	15	52 m	2124 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	44,74 m	SI	NO	3	
		Mitsubishi	MWT-1000A	1000 Kw	3	12,5	62 m	2960 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	55,69 m	SI	NO	3	
		MWT-1000	1000 Kw	4	13,5	60 m	2550 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	50,69 m	SI	NO	3		
		Aiston Ecotecnia	ECO E2	1300 Kw	4	14	62 m	3019 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	70,80 m	SI	NO	3	
		Vergnet	GEV HP	1000 kW	3	15	55,58;62 m	2375-2642-3019 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60,70 m	SI	NO	2	
		PowerWind	PowerWind56	900 Kw	3	12	56 m	2463 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	56,71 m	SI	NO	3	
		Unison	U-90	750 Kw	3	12,5/11,5	58/54/57 m	1964/2582 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	50,58 m	SI	NO	3	
2.0 - 3.0 MW	2.0 - 3.0 MW	Enercon	E44 - 48 S2	800 kW	3	15/14/13	44/ 48 / 53 m	1521/1819 /2206 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	44,76 m	SI	NO	3	
		Letwind	LTW 70	1500 Kw	3	12	70 m	3859 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65 m	SI	NO	3	
		AAER	A-1650	1650 kW	3	12	70,77;80 m	3848/4657/ 5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	65,80 m	SI	NO	3	BAJO LICENCIA de Fuhrlander y Pfleiderer.
		V82	1650 kW	3,5	13	82 m	5281 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	59,78 m	SI	NO	3		
		V80-60H	1800 kW	4	15	80 m	5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	67-78 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.	
		V80	2000 kW	4	15	80 m	5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60,100 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.	
		V90	1800/ 2000 kW	3,5	12	90 m	6362 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80,105 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.	
		Nordex	S70	1500 Kw	3	13	70 m	3648 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	65-115 m	SI	NO	3	
		S77	1500 Kw	3	11	77 m	4657 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	61- 111 m	SI	NO	3		
		D8	2000 Kw	3	13,5	80 m	5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80-100 m	SI	NO	3		
3.0 MW - >10MW	3.0 - >10.0MW	DeWind	D8.2	2000 Kw	3	13,5	80 m	5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80-100 m	SI	NO	3	WinDrive® hydrodynamic torque converter desarrollado por Voith Turbo y Generador Sincrono Cummins conectando directamente a la red hasta 13,8 kV sin usar convertidores.
		Harakosan	Z72	2000 Kw	3	13	71 m	3500 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65-80 m	SI	NO	3	
		Suzlon	S82	1500 Kw	4	14	82 m	5281 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	78 m	SI	NO	3	
		Venys	Venys 70/77	1500 kW	3	13,5/13,0	70/77 m	3850/4657 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	61 - 100 m	SI	NO	3	
		Wikov	W2000 spg	2000 Kw	3,5	12,5	80 m	5026 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	78 m	SI	NO	3	BAJO LICENCIA Y DISEÑO DE WINDTECH Y ORBITAL
		MD77	1500 Kw	3,5	12,5	77 m	4657 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	61 - 100 m	SI	NO	3		
		MM70	2000 Kw	3,5	13	70 m	3850 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	55-80 m	SI	NO	3		
		MM82	2000 Kw	3,5	13	82 m	5281 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	69 - 100 m	SI	NO	3		
		MM82	2000 Kw	3	11,2	92 m	6720 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	68 - 100 m	SI	NO	3		
		Morres	TWT 1.65/82	1650 Kw	3,5	12	82 m	5365 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	71,80/100 m	SI	NO	3	
3.0 MW - >10MW	3.0 - >10.0MW	TWT 1.65/75-77	1651 Kw	3,5	15	70-77 m	3870-4630 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	71,80/100 m	SI	NO	3		
		Acciona	AW 70/77/82	1500 Kw	4 ; 3,5 ; 3	11,8, 11,1 ; 10,5	70, 77 ; 82 m	3855 - 4615 ; 5289 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60/71/80/100 m	SI	NO	3	
		Aiston Ecotecnia	ECO 80	2000 Kw	3	13	70-80 m	5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	70 / 80 m	SI	NO	3	
		ECO 74/80	1670 Kw	3	14 ; 12	74 ; 80 m	4301/5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60-70-80 m	SI	NO	3		
		Fuhrlander	FL 1600	1500 Kw	3,5	12	70-77 m	3648/4706 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	61,5-100 m	SI	NO	3	
		FL MD70/77	1500 Kw	3,5	13	70-77 m	3848/4657 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	61 - 111 m	SI	NO	3		
		Gamesa	G80-series	2000 Kw	4	16 ; 15	80-90 m	5027-6362 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60 - 100 m	SI	NO	3	
		1.5 sle	1500 Kw	3,5	14,5	77 m	4657 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	65 - 80 m	SI	NO	3		
		GE-Windenergy	1.5 sle	1500 Kw	3,5	11,5	82,5 m	5346 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3	
		SINOVEL	SL 100/80-70-77-82	1500 Kw	3	11,8	60-70,4-77,4-82,5 m	2827/3850/4705/5397 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	65-70-80-100 m	SI	NO	3	
3.0 MW - >10MW	3.0 - >10.0MW	GOLDWIND	GOLDWIND 70/1500	1500 Kw	3	11,8	70,5 m	3904 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	65-65 m	SI	NO	3	
		Subaru	Subaru 80/2.0	2000 Kw	3	13	80 m	5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3	
		Enercon	E82	2000 Kw	3	13	82 m	5281 m²	VARIABLE (PTCH)	NO (DIRECT DRIVE)	ACERO	70 - 108 m	SI	NO	3	
		Unison	U-88	2000 Kw	3	13	88 m	6079 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3	
		E.N.O.	e.n.o. 82	2000 Kw	3	13	82,8 m	5282 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	58,6 ; 80,101 m	SI	NO	3	
		V80	2000 Kw	4	15	80 m	5027 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60 - 100 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.	
		V90	1800 / 2000 kW	3,5	12	90 m	6362 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80 - 105 m	SI	NO	3	OPTISPEED: tecnologia de control de potencia para vientos mediosy altos.	
		N80 2.3	2300 Kw	3	13	90 m	6362 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80 - 105 m	SI	NO	3		
		N80	2500 Kw	3	15	80 m	5026 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3		
		N80 2.5	2500 Kw	3	13;-14	90 m	6362 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80 - 120 m	SI	NO	3		
3.0 MW - >10MW	3.0 - >10.0MW	N100	2500 Kw	3	12,5	100 m	7823 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	100 - 100 m	SI	NO	3		
		Suzlon	S88	2100 Kw	4	14	88 m	6082 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	79 m	SI	NO	3	
		Siemens	SWT 2.3-93	2300 Kw	4	14	93 m	6800 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3	
		SWT 2.3-82	2300 Kw	3	14	82 m	5300 m²	FLUO (STALL)	SI	ACERO	60 - 80 m	SI	NO	3		
		Clipper	Liberty 2.5	2500 Kw	4	15	89/93/96/99 m	6221-6793-7230-7697 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	80 m	SI	NO	3	DISEÑO CON 4 GENERADORES.
		Fuhrlander	FL 2500	2500 Kw	3,5 ; 4	14 ; 11,5	80/90/100 m	5027 - 7854 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	85 - 160 m	SI	NO	3	1 MODELO CON TORRE DE CELOSIA DE 160 m
		GE-Windenergy	2.5 kL	2500 Kw	3	12,5	100 m	7854 m²	VARIABLE (PTCH)	SI	ACERO	85,85, 100 m	SI	NO	3	
		Mitsubishi	MWT-95													

6.2.3. Anexos del Capítulo 4.

CAPITULO 4

ANEXOS.

ANEXO 4.1.

Dentro del apartado 4.6.2. (Desarrollo del caso de estudio: reducción de costes de una torre de aerogenerador Onshore) se incluye el siguiente anexo relativo a la investigación llevada a cabo en la presente tesis sobre las torres de aerogeneradores Onshore.

En cuanto a la justificación de seleccionar el modelo de torre metálica de acero para el proyecto de reducción de costes de aerogenerador Onshore, adicionalmente a que la torre contribuye en un 30% aproximadamente a los costes totales del aerogenerador Onshore (Make, 2011), está el factor de la predominancia casi total de las torres de tipo de acero sobre el resto de modelos de torre en el sector eólico. Como causas fundamentales de esta situación están los costes de las torres de acero para tamaños pequeños y medianos de aerogeneradores On-shore y para alturas de hasta 100 metros donde son comercialmente muy competitivas respecto a otras tipologías de torre.

El parámetro de altura de torre es un parámetro técnico relacionado directamente con la potencia de cada modelo de aerogenerador (a mayor altura mayor potencia proporcional del aerogenerador) e indirectamente relacionado con el diámetro del rotor. El estudio de las alturas de torres Onshore llevado a cabo como parte de la investigación de esta tesis, por sub-segmentos de potencia, del total de aerogeneradores Onshore analizados en relación a los 11 principales fabricantes mundiales nos proporciona los siguientes datos en cuanto a valores máximos y mínimos de alturas en metros, por rangos de potencias (Figura 1), así como la distribución de alturas de las torres en metros y en número de unidades en cada altura:

- Sub-segmento de 101-700 kW: desde 30 m hasta 75 m.
- Sub-segmento de >700 kW hasta 1400 MW: desde 40 m hasta 100 m.
- Sub-segmento de >1400 MW hasta 2 MW: desde 59 m hasta 115 m.
- Sub-segmento de > 2 MW hasta 3 MW: desde 60 m hasta 120 m.
- Sub-segmento de > 3 MW hasta >10 MW: desde 80 m hasta 135 m.

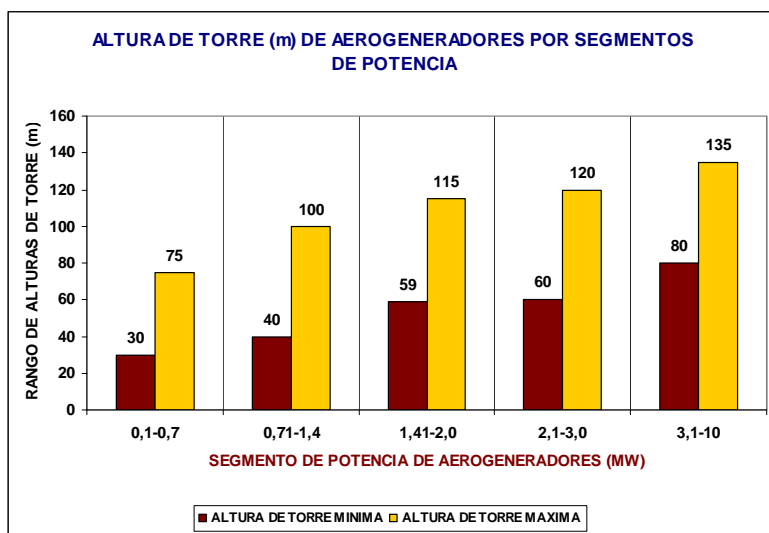


Figura 1. Estadística de las alturas de torre máxima y mínima por segmentos de potencia utilizados en los aerogeneradores On-shore de los 11 primeros fabricantes mundiales (> 100 kW) (Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

En la Figura 2. se indican en detalle los valores máximos y mínimos de alturas en metros, por rangos de potencias y la distribución de alturas de torres en metros.

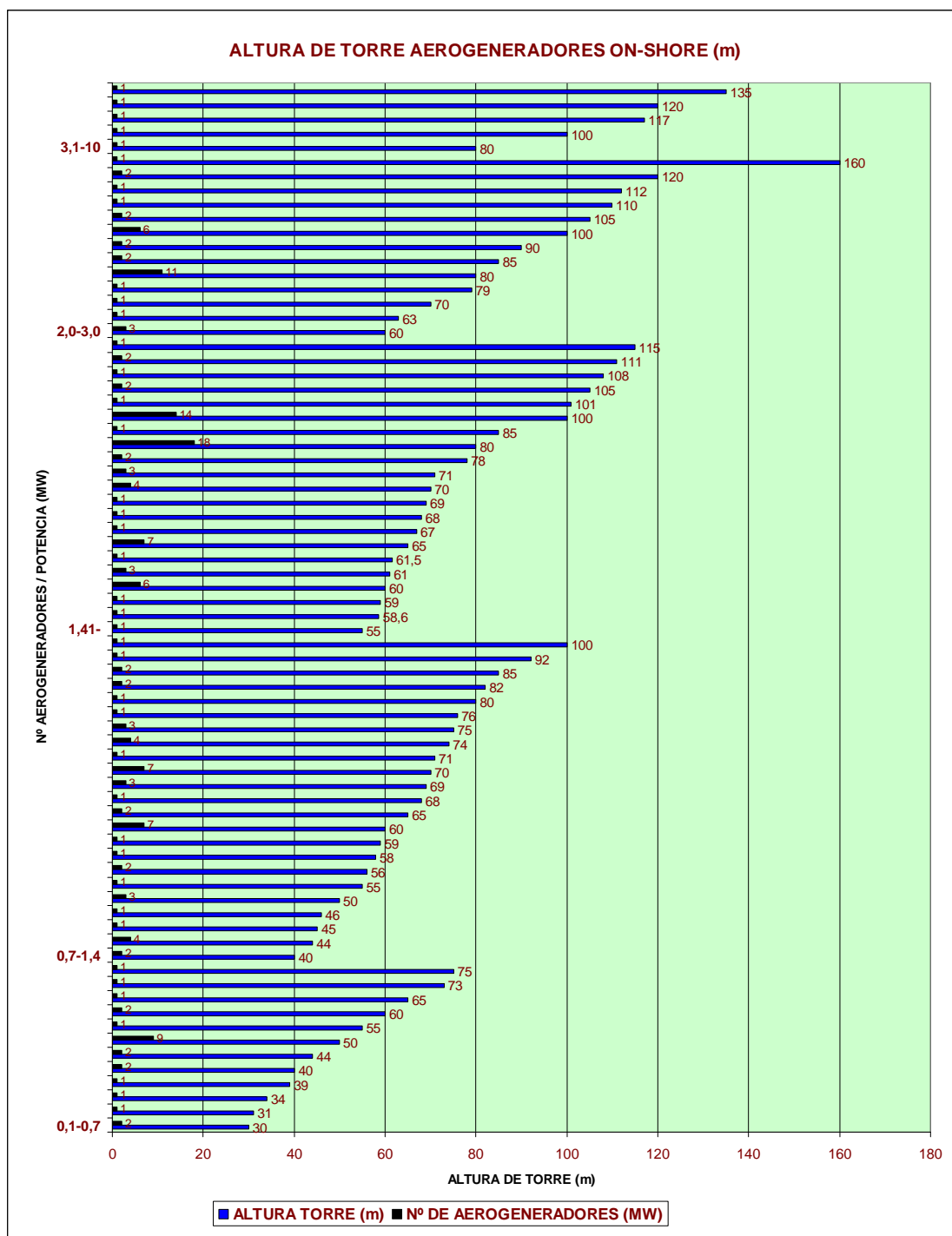


Figura 2. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores On-shore (> 100 kW) por segmentos de potencia (Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

En relación a la altura de la torre, el diámetro del rotor, la *Clase* de aerogenerador Onshore (tipos de clase I, II, III, S en función de la velocidad del viento del emplazamiento) y la potencia del aerogenerador se establecen relaciones adicionales cuyos datos recopilados en la investigación, referentes a los modelos de aerogeneradores de los principales fabricantes mundiales se muestran en la Figura 3.

Adicionalmente la relación entre la altura de la torre y diámetros de rotor entre los diferentes modelos de aerogeneradores Onshore de los principales fabricantes mundiales se muestran en la Figura 4.

Nº AEROGENERADORES (MW)	ALTURA TORRE (m)	DIAMETRO ROTOR	POTENCIA (MW)	CLASE	Nº AEROGENERADORES
0,1-0,7	37	33,4	0,33	IA	1
	40	20	0,6	IA	1
	40	33,4	0,33	IIA	1
	50	20	0,6	IA	1
	73	52	0,6	IIA	1
0,7-1,4	44	52	0,85	IIIA	1
	44	52	0,85	IA-IIA	1
	44	52	0,85	IA	1
	44	58	0,85	IIIB	1
	45	44	0,9	IA	1
	49	52	0,85	IA-IIA	1
	49	52	0,85	IA	1
	50	48	0,8	IIA	1
	50	49	0,75	IIA	1
	54	64	1,25	IIA	1
	54	66	1,25	IIIA	1
	55	52	0,85	IA-IIA	1
	55	44	0,9	IA	1
	55	52	0,85	IA	1
	55	58	0,85	IIIB	1
1,41-2,0	55	61	1,32	IA	1
	60	52,9	0,8	S	1
	60	49	0,75	IIA	1
	63	64	1,25	IIA	1
	63	66	1,25	IIIA	1
	65	52	0,85	IA-IIA	1
	65	52	0,85	IA	1
	65	58	0,85	IIIB	1
	70	62	1,2	IIA	1
	71	58	0,85	IIIB	1
	72	64	1,25	IIA	1
	73	52,9	0,8	S	1
	73	66	1,25	IIIA	1
	74	52	0,85	IA-IIA	1
	76	48	0,8	IIA	1
	80	82	1,25	IIIA	1
	60	80	2	IA	1
	60	77,4	1,5	IIIA	1
	60	82,9	1,5	IIIA	1
	60	80	2	IA	1
	61,5	77	1,5	IIA	1
	65	77	1,5	IIA	1
	65	60	1,5	S	1
	65	70,4	1,5	IA	1
	65	70,5	1,5	IIA	1
	65	70	1,5	IA	1
	67	80	2	IA	1
	67	80	2	IA	1
	67	87	2	IIA	1
	67	90	2	IIIA	1
	70	82	1,65	IIA	1
	70	77,4	1,5	IIIA	1
	70	82,9	1,5	IIIA	1
	76	82	1,5	IIIA	1
	78	80	2	IA	1
	78	82	1,65	IIA	1
	78	82	2	IIA	1
	78	80	2	IA	1
	78	87	2	IIA	1
	78	90	2	IIIA	1
	80	90	1,8	IIA	1
	80	90	2	IIIA	1
	80	100	1,8	IIIA	1
	80	77	1,5	IIA	1
	80	82,5	1,5	IIIB	1
	80	77,4	1,5	IIIA	1
	80	82,9	1,5	IIIA	1
	80	77	1,5	IIA	1
	85	70,5	1,5	IIA	1
	85	70	1,5	IA	1
	85	77	1,5	IIA	1
	90	77	1,5	IIA	1
	95	90	1,8	IIA	1
	95	90	2	IIIA	1
	95	100	1,8	IIIA	1
	98	70	1,5	IA	1
	100	80	2	IA	1
	100	82,9	1,5	IIIA	1
	100	80	2	IA	1
	100	87	2	IIA	1
	100	90	2	IIIA	1
	100	77	1,5	IIA	1
	105	90	1,8	IIA	1
	105	90	2	IIIA	1
	114	70	1,5	IA	1
	125	90	1,8	IIA	1
	125	90	2	IIIA	1
	138	82	2	IIA	1
2,01-3,0	57	71	2,3	IA	1
	59	80	2,05	IA	1
	60	80	2,5	IA	1
	65,5	92,5	2,05	IIA	1
	69	80	2,05	IA	1
	70	80	2,5	IA	1
	70	90	2,5	IA	1
	75	100	2,5	IIIB	1
	75	90	2,5	IA	1
	78	79	2,1	IIA	1
	78,5	92,5	2,05	IIA	1
	80	80	3	IA-IIA	1
	80	90	3	IA	1
	80	100	3	IIA	1
	80	105	3	IIA	1
	80	82,4	2,3	IIA	1
	80	93	2,3	IIA	1
	80	80	2,05	IA	1
	80	92,5	2,05	IIA	1
	80	80	2,5	IA	1
	80	90	2,5	IA	1
	80	100	2,5	IIIA	1
	84	112	3	IIA-IIIA	1
	85	100	2,5	IIIB	1
	90	80	3	IA-IIA	1
	90	90	3	IA	1
	90	100	3	IIA	1
	90	105	3	IIA	1
	90	110	3	IIIA	1
	90	115	3	IIIA	1
	94	112	3	IIA-IIIA	1
	100	100	2,5	IIIA	1
	100	100	3	IIA	1
	100	105	3	IIA	1
	100	110	3	IIIA	1
	100	115	3	IIIA	1
	100	80	2,05	IA	1
	100	92,5	2,05	IIA	1
	100	90	2,5	IIA	1
	100	100	2,5	IIIA	1
	101	101	2,3	IIA-IIA	1
	105	80	3	IA-IIA	1
	109	112	3	IIA-IIIA	1
	110	100	3	IIA	1
	110	105	3	IIA	1
	110	110	3	IIIA	1
	110	115	3	IIIA	1
	113	71	2,3	IIA	1
	120	90	2,5	IIIA	1
	140	100	2,5	IIA	1
3,1-10	78	104	3,3	IIA	1
	80	107	3,6	IIA	1
	80	104	3,3	IIA	1
	95,5	104	3,3	IIA	1
	100	104	3,3	IIA	1
	117	126	5	IA	1
	120	128	4,5	IIA	1

Figura 3. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores On-shore (> 100 kW) relacionadas con el diámetro del rotor, la potencia y la Clase de aerogenerador. (Fuente: elaboración propia y fabricantes de aerogeneradores).

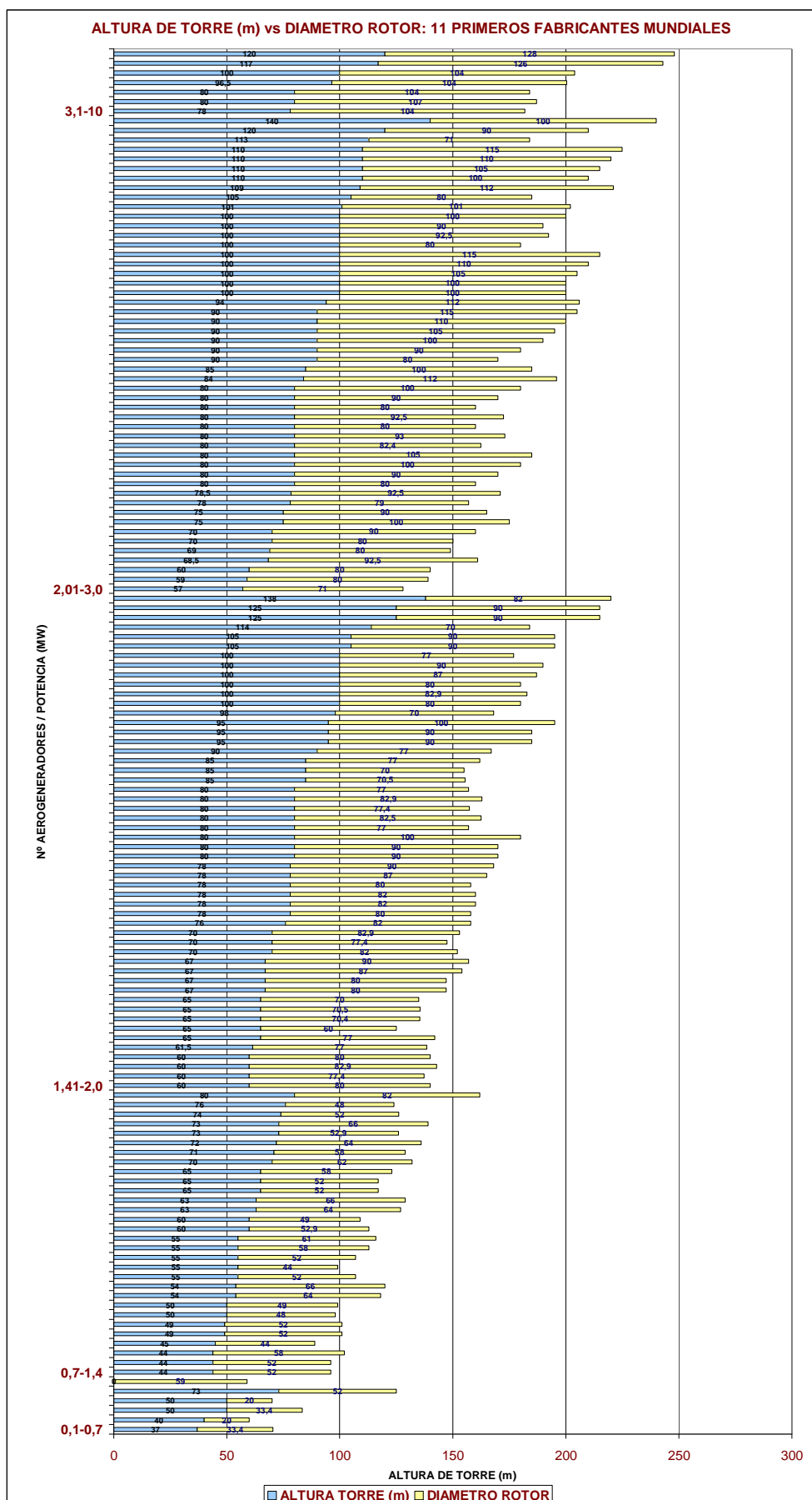


Figura 4. Estadística de las alturas de torre utilizadas en los aerogeneradores On-shore (> 100 kW) relacionadas con el diámetro del rotor. Datos de los 11 primeros fabricantes mundiales (Fuente: elaboración propia).

De los resultados de la investigación llevada a cabo por el autor de la tesis, en cuanto a alturas de torre y rangos de potencia de los aerogeneradores Onshore, se observa una dispersión importante y una falta de estandarización en las alturas de torre utilizadas por los diferentes fabricantes, así como una gran dispersión en la relación entre las alturas de torre y de diámetros de rotor para las diferentes potencias utilizados por los diferentes fabricantes de aerogeneradores. Todo ello conlleva la creación de un espectro muy amplio en número de referencias diferentes para las torres Onshore y su consiguiente incremento en costes, tanto si se fabrican internamente o en un suministrador externo de torres. Como consecuencia de ello se incrementan los costes y tiempos de diseño de torres, y se minimizan las economías de escala incrementándose los costes de fabricación al existir multitud de referencias diferentes de tramos de torres y de torres terminadas.

Asimismo no se observan procesos de estandarización en los parámetros en la relación entre las alturas de torre y de diámetros de rotor en los diferentes fabricantes, sino que todo indica que se diseña y fabrica en función de las adaptaciones solicitadas por los clientes (*“customización”*) lo cual conlleva una situación de pérdida de las economías de escala en el diseño y en la fabricación de las torres como se ha mencionado anteriormente.

Otro parámetro técnico fundamental en relación a la altura de la torre y diámetro del rotor de un aerogenerador Onshore es el de la “Clase” del aerogenerador, en función del tipo de viento del emplazamiento (en este caso para la misma potencia se requieren mayores diámetros de rotor para las Clases IIIA, IIIB de vientos débiles lo cual a su vez influencia en la altura de la torre y en el propio diseño del aerogenerador en cuanto a cargas de diseño).